



NOV 1969

WITHDRAWN

LIBRARY
OF THE
UNIVERSITY
OF ILLINOIS

553.28

In 816s

v. 3

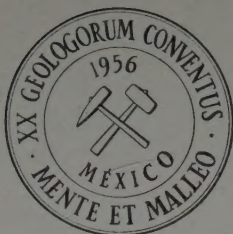
cop. 2

WITHDRAWN

WITHDRAWN

GEOLOGY

14
XX CONGRESO GEOLÓGICO INTERNACIONAL



SYMPOSIUM SOBRE YACIMIENTOS DE PETROLEO Y GAS

EDITADO POR
EDUARDO J. GUZMÁN

TOMO III

AMERICA DEL NORTE

MÉXICO
1956

SYMPOSIUM SOBRE YACIMIENTOS
DE PETROLEO Y GAS

TOMO III

AMERICA DEL NORTE

XX CONGRESO GEOLÓGICO INTERNACIONAL



QE
1
16
1756
1013

SYMPOSIUM SOBRE YACIMIENTOS DE PETROLEO Y GAS

EDITADO POR
EDUARDO J. GUZMÁN

TOMO III

AMERICA DEL NORTE

MÉXICO

1956

SYMPOSIUM DE YACIMIENTOS DE PETROLEO Y GAS

CONTENIDO

TOMO III

AMERICA DEL NORTE

CANADA

ESTADOS UNIDOS

(UNITED STATES OF AMERICA)

MEXICO

Tomo I. AFRICA

Tomo II. ASIA Y OCEANIA

Tomo IV. AMERICA DEL SUR Y ANTILLAS

Tomo V. EUROPA

AMERICA DEL NORTE

CANADA

GEOGRAPHICAL AND GEOLOGICAL DISTRIBUTION OF OIL AND GAS IN CANADA

By ALBERTA SOCIETY OF PETROLEUM GEOLOGISTS

ABSTRACT

The bulk of the known oil and gas occurrences of Canada are confined to the southern part of the Western Interior Petroleum Province of Western Canada and in particular to Central Alberta. The total known recoverable oil reserves are in the order of 4,000,000,000 barrels and total known natural gas in place is in the order of 23,000,000,000,000 cubic feet. These accumulations occur in rocks of Devonian, Mississippian, Permo-Pennsylvanian, Triassic, Jurassic and Cretaceous age in the following order:

	Percent of Recoverable Crude Oil	Percent of Natural Gas in Place
Devonian	48%	15%
Upper Cretaceous	38%	6%
Lower Cretaceous	5%	34%
Mississippian	7%	27%
Jurassic	2%
Triassic	...	15%
Permo-Pennsylvanian	...	3%
	<hr/> 100	<hr/> 100

The given geologic distribution is estimated from present information and the percentages may alter as exploration continues. The accumulation of oil in sands of Cretaceous age in the Athabasca "Tar Sands" area of Alberta represents the largest single accumulation of oil known to man, but because of its present uneconomic status has not been included in the above list.

Southeastern and Southwestern Saskatchewan are becoming increasingly important as sources of light and medium gravity and medium gravity crudes respectively. Southwestern Alberta, northwestern Alberta and northeastern British Columbia have important reserves of natural gas.

INTRODUCTION

This paper, which forms part of the Symposium on the Geological Occurrence of Oil and Gas, attempts to discuss the broad outlines of the geographical and geological distribution of oil and gas in Canada. It does not attempt to explain the detailed geological environment of the accumulations and readers who wish to obtain that information are referred to the many excellent publications on the subject, some of which are listed in the selected bibliography.

The Alberta Society of Petroleum Geologists was given the responsibility of preparing this paper and selected a committee for that purpose. The members of the committee are: John A. Downing, Chairman (Link, Downing & Cooke Ltd.), G. B. Darling (Imperial Oil Ltd.), E. O. Abbott (Hudson's Bay Oil & Gas Co. Ltd.), Fred Philips (Petroleum & Natural Gas Board of Alberta) and Dr. John F. Caley (Geological Survey of Canada). Other workers who assisted in the preparation of the paper are Dr. J. Goodman (Mobil Oil Company), R. Shatford (Compagnie Francaise des Pétroles), D. Hunt and J. D. Ratcliffe (Canada Southern Ltd.), W. Gussow (Consultant), W. Gallup (Consultant), C. D. McCord and L. R. Fyffe (Link, Downing & Cooke Ltd.), R. Williams and G. W. Charlton (P. & N. G. Conservation Board of Alberta), J. R. Cuthbertson (Husky Oil & Refining Ltd.), the staff of Imperial Oil Ltd. and B. R. Sandford and R. D. Howie (Geological Survey of Canada). In addition there were others who assisted in the preparation of the various sections of the paper and Calgary Drafting & Blueprint Company contributed all the photo-negatives and reproductions of the figures and tables prepared by J. Downing and E. O. Abbott.

Because of the preponderance of Western Canada with regard to the oil and gas reserves, most of the paper is devoted to that area and in particular to the southern part of Western Canada. It is divided into two major sections Western Interior Petroleum Province and Eastern Canada - and further subdivided along the lines suggested by the International Geological Congress.

The subdivisions of the section on the Western Interior Petroleum Province discuss the following:

- a) General Statement.
- b) The main features of the structural geology illustrated by maps and diagrammatic cross-sections.
- c) The generalized lithology illustrated by tables showing the groups, formations and members of the sedimentary column, cross-sections showing the generalized lithology and correlations between specific points and isopachous maps showing the thickness of sediments of each period and the areas of known oil and gas accumulations in those sediments.
- d) The stratigraphy and structure of the major or interesting oil and gas accumulations illustrated with maps and diagrammatic cross-sections.
- e) Statistics on drilling and production since 1945.

- f) The oil and gas reserves of the four provinces and the Northwest Territories.
- g) Selected bibliography.

The committee has made no attempt to discuss all the many small oil and gas accumulations but has included those which contribute over 90% of the present oil and gas production in Canada.

ACKNOWLEDGEMENTS

The Committee is indebted to their many fellow workers in the fields of geology and petroleum engineering who have published information concerning the stratigraphy and structure of the various sedimentary areas of Canada, the mode of occurrence and entrapment of hydrocarbons and the geology of specific fields. Although a few of the sections of this paper are original, the bulk of the material has been derived from previously published information. Some of the papers which have been used are listed in the selected reference, however, space would not permit a complete listing.

The Committee is also indebted to the Petroleum and Natural Gas Boards of Alberta and Saskatchewan, the Department of Mines of Manitoba and to the Canadian Petroleum Association for information regarding the oil and gas reserves of each province and to the various companies operating in Alberta who contributed to this paper and to the Names and Nomenclature Committee of the A.S.P.G. and D.Y. Cooke for criticism and help in preparing the final manuscript.

CONCLUSIONS

The bulk of the known oil accumulations in Canada are located in central Alberta and the bulk of the known gas accumulations are located in various parts of Alberta and British Columbia. Both political areas are in the Western Interior Petroleum Province. Secondary areas of oil accumulation in the same petroleum province are southwestern Manitoba and Southeastern Saskatchewan and southwestern Saskatchewan. Minor amounts of crude oil are being produced in Ontario, New Brunswick, southern and east central Alberta and in the Northwest Territories. The majority of the crudes are light gravity oil but low and medium gravity oil accumulations are present in central eastern Alberta and adjoining areas of Saskatchewan and in southwestern Saskatchewan.

Devonian and Cretaceous sediments are the reservoirs for the largest percentage of oil reserves and gas reserves respectively. The following sediments are the reservoirs for the bulk of the oil and gas reserves in the various political divisions:

Period	Rock Types	Oil Reservoirs	Gas Reservoirs
Ordovician	Limestones	Ontario	
Silurian	Dolomites	Ontario	Ontario
Devonian	Limestones and Dolomite ("reefs")	Alberta*, Ontario Northwest Territories*	Alberta*
Mississippian	Limestones Dolomites Sandstones	Saskatchewan* Manitoba* Alberta* New Brunswick	Alberta*
Permian- Pennsylvanian	Sandstones	Alberta	British Columbia*
Triassic	Sandstones Carbonates	Alberta British Columbia	Alberta British Columbia
Jurassic	Sandstones	Saskatchewan*	Alberta British Columbia
Lower Cret.	Sandstones	Alberta*, Sask.* British Columbia	Alberta*, Sask., British Columbia
Upper Cret.	Sandstones	Alberta*	Alberta*

* Major or significant accumulations.

There are 8 oil fields, all in Alberta, which had original recoverable oil reserves of 100,000,000 barrels or more and 5 gas fields in Alberta with more than 1,000,000,000,000 cubic feet of gas in place and one known field in British Columbia with gas reserves of a similar magnitude.

Structurally, the Western Interior Petroleum Province can be divided into two main areas — the Interior Plains and the Canadian Cordillera. The Interior Plains are subdivided into five known structural subdivisions and four of these have known oil and/or gas accumulations. No exploration has been conducted in the fifth. The petroleum areas of Canadian Cordillera are the Foothills Belt, the Rocky Mountains and the MacKenzie Plain and all of them have known oil or gas accumulations.

The total oil production from all areas in Canada to the end of 1954 is 467,028,000 barrels. The Western Interior Petroleum Province produced 439,435,000 barrels of the total. The exploration of Western Canada did not begin in earnest until 1947 and since then (to end 1954) 10,874 wells with a total

footage of 43,495,815 feet have been drilled. Large areas of all Western Canada and, in particular, parts of northeastern British Columbia, the Northwest Territories and the Yukon remain untested. Only a fraction of one percent of the wells have drilled deep enough to penetrate the entire sedimentary section.

WESTERN INTERIOR PETROLEUM PROVINCE

The Western Interior Petroleum Province embraces parts of the geographic divisions of Manitoba, Saskatchewan, Alberta, British Columbia, Yukon and the Northwest Territories and parts of the physiographic provinces of the Interior Plains and the Canadian Cordillera. This large area is usually referred to as the Western Canada Sedimentary Basin. It is sharply and definitely defined on the east by the Pre-



Fig. 1. Showing significant sedimentary basins and principal oil and gas producing areas.

Cambrian Shield. The western boundary of the sedimentary basin is not so definite as the gentle dips of the Interior Plains strata pass into the Cordilleran Foothills and Rocky Mountains. The mountains west of the Rocky Mountains and their northerly extensions contain sedimentary rocks but they have been subjected to varying amounts of volcanic and igneous intrusions and therefore, from a petroleum standpoint, are not highly prospective. There are exceptions, such as along the Pacific Coast and the Interior of British Columbia.

STRUCTURAL GEOLOGY

(J. Downing)

Interior Plains

The Interior Plains form an integral part of the great North American Plains area which extends from the Arctic Ocean to the Gulf of Mexico and which has existed since Pre-Cambrian times. The sediments of the greater part of the Interior Plains have a NW-SE strike and a gentle dip to the southwest, except in southeastern Alberta and southern Saskatchewan. The Interior Plains, however, can be divided into 5 known structural provinces, as shown on Figure 2:

- a) The Alberta Basin
- b) Sweetgrass Arch and North Battleford Arch.
- c) Williston Basin
- d) Great Bear - Slave Basin
- e) Arctic Basin

Production of oil and gas is realized from the first three and shows of oil and gas have been encountered in the Great Bear Slave Basin. No exploratory drilling has been conducted in the Arctic Basin.

Figure 2 shows the configuration of the Pre-Cambrian or basement rocks underlying the Interior Plains. Except in rare areas, all the overlying sedimentary rocks have a similar configuration.

Alberta Basin

The Alberta Basin, or Alberta Syncline, includes the shelf area to the east synclinal portion to the west. Essentially it is a mono-

cline bounded on the east by the Pre-Cambrian Shield and on the west by the Foothills structural belt. It extends from the Sweetgrass Arch to beyond the Alberta-Northwest Territories Boundary and from Saskatchewan into northeastern British Columbia. The deepest part of the basin shifted from one geologic period to another, as will be shown

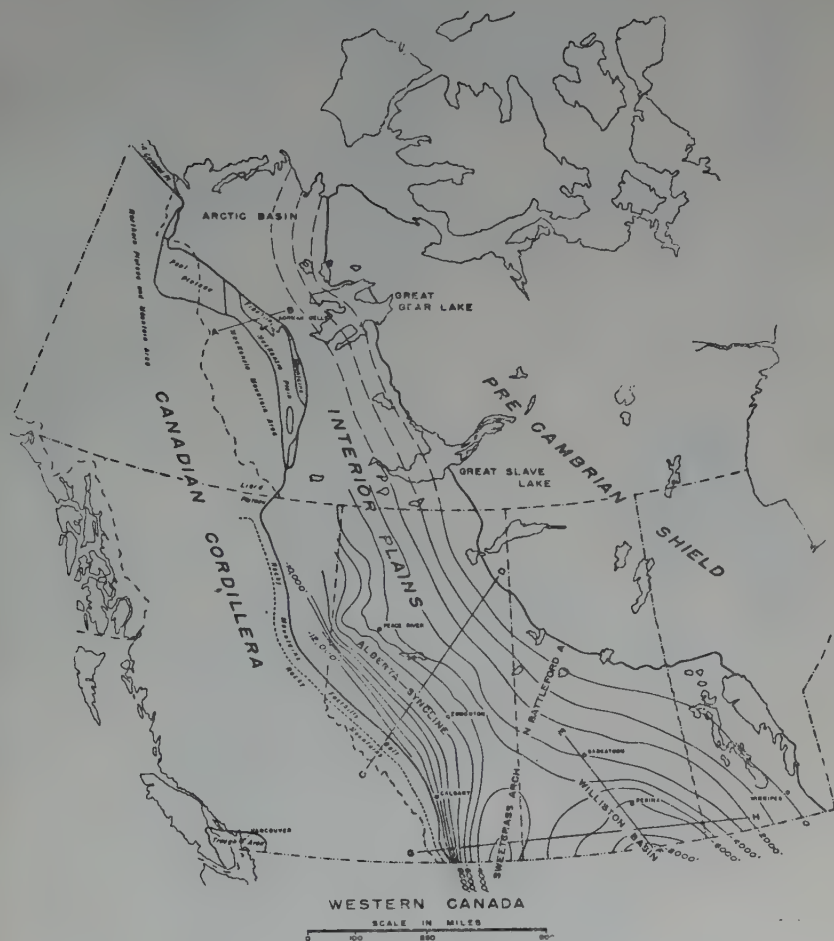


Fig. 2. Showing the 3 major physiographical divisions of Western Canada, the eastern sub-divisions of the Canadian Cordillera, the major structural sub-divisions of the Interior Plains and contours on top of the buried Pre-Cambrian. Line of cross-sections correspond with the cross-section of Figure 3.

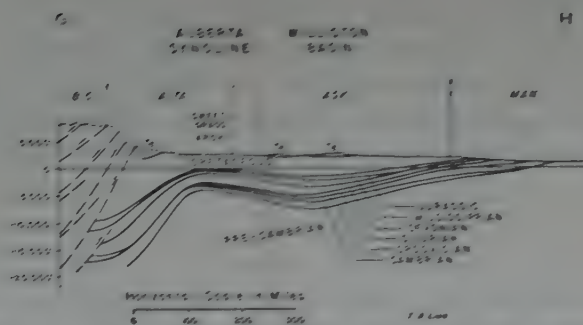


Fig. 3c. Diagrammatic cross-section from Rocky Mts. to Pre-Cambrian Shield just north of the Canada United States boundary.

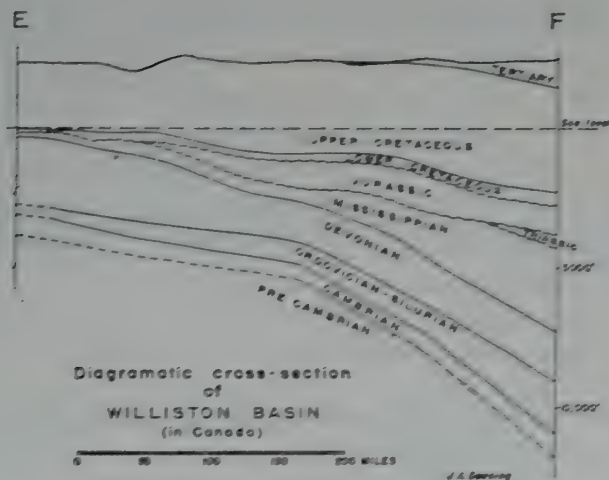


Fig. 3d. (Modified from Gallup and Hamilton).

(See Fig. 2 for line of cross-sections).

later. The regional strike of all strata is a general NW-SE and the regional dip is 10-100' per mile, depending on the locality and the position of the strata in the sedimentary section. The Peace River "High" is expressed in Pre-Cambrian rocks and formed a land mass during most of the Devonian period. In late Paleozoic and Mesozoic times, however, it subsided and formed one of the areas of maximum sedimentation.

Sweetgrass Arch and North Battleford Arch

The Sweetgrass Arch straddles the Canada-United States border and continues northward for at least 100 miles. It has a strike of slightly east of north and plunges to the north. The North Battleford Arch is a poorly defined structure which appears to be a continuation of the Sweetgrass Arch. The Arch affects nearly all the sediments.

Williston Basin

The Williston Basin in this paper is considered to include all sedimentary areas of Manitoba and of Saskatchewan except that part of Saskatchewan which lies northwest of the Sweetgrass Arch - North Battleford Arch trend. The Basin has subsided during most of post Pre-Cambrian time and has migrated during the various periods of sedimentation so that the areas of maximum thickness of each formation or series do not coincide. Maximum sedimentation occurred in North Dakota and Montana some 100 miles south of the Canada-United States Boundary.

Canadian Cordillera

Three subdivisions of the Canadian Cordillera have gas and oil fields which are capable of producing. These are the Foothills Belt, the Rocky Mountains and the MacKenzie Plain. The eastern front of the Cordillera in the southern portion is marked by a series of thrust faults which make up the Foothills and by marked thrust faults which form the Mountain Front. These two distinctions are not as well maintained in northern B.C. and the Northwest Territories. In the MacKenzie Valley,

the Front is formed by a succession of en echelon folds with their axes at an angle to the main trend of the structure. The Rocky Mountain Trench or Fault Zone borders the Rocky Mountains on the west in British Columbia and is the most prominent structural feature in the Canadian Cordillera. It appears to continue northward through the Yukon for an almost continuous distance of 1500 miles.

The structural geology of the Foothills Belt is complicated, particularly in Alberta and part of British Columbia. The foothills structures are thrust sheets of competent Paleozoic carbonates which are overlain by incompetent Mesozoic shales and sandstones. These incompetent beds were further faulted and are imbricate to the competent beds. In northern British Columbia and the Northwest Territories there is no Foothills Belt as in Alberta but only a series of gentle folds between the Mountain Front and the Plains.

Oil and gas are being produced from structural type fields in the Foothills Belt and potential gas fields have been developed in the Foothills Belt and Rocky Mountains. The oil pool at Norman Wells in the MacKenzie Plain produces oil from reef limestones equivalent in age to the reef reservoirs of the Leduc and Redwater Fields and is a stratigraphic type pool.

STRATIGRAPHY

The post Pre-Cambrian stratigraphic sequence in the Western Canada Sedimentary Basin includes rocks of nearly all ages from Cambrian to Tertiary but only sediments of the Devonian, Mississippian, Permian, Pennsylvanian, Jurassic, Triassic and Cretaceous are capable of producing significant amounts of oil or gas. The largest deposits so far discovered have been in Devonian, Cretaceous, Triassic and Mississippian sediments. Although the stratigraphic sequence is relatively complete, there are gaps representing intervals of uplift and erosion which occurred in various parts of the basin.

The numerous cycles of subsidence and uplift with the concomitant sedimentation and erosion, have resulted in a sedimentary section which varies from over 20,000 feet in the Foothills of Alberta and British Columbia to nil at the outcrop of the Pre-Cambrian Shield. Figure 4

shows the isopachs of total sedimentary rocks in the southern part of the Interior Plains.

Although the first well in Alberta was drilled to test an oil seepage in Pre-Cambrian rocks, for the purposes of this paper, the discussion of the stratigraphy starts with the Cambrian rocks. It is sufficient to

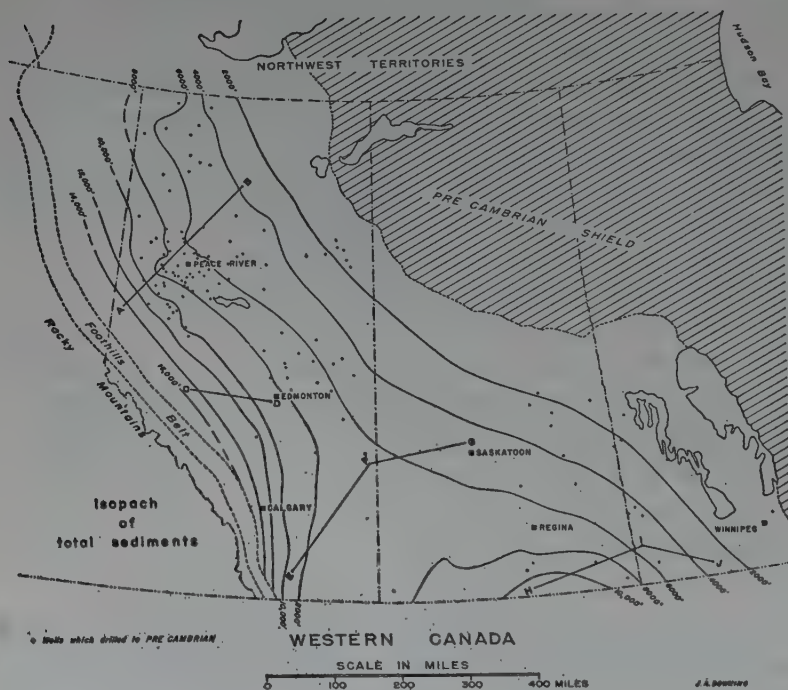


Fig. 4. Isopach of total sediments southern part of Interior Plains. Line of cross-sections correspond with following figures. The wells represent the total number of test wells which have been drilled to the Pre-Cambrian.

mention that the thick accumulation of Pre-Cambrian sediments west of and in the Rocky Mountains extended for some distance to the east and it is reasonable to assume that in parts of western Alberta the Pre-Cambrian igneous rocks, which formed the original Alberta Shelf, are overlain by Pre-Cambrian sedimentary rocks.

*Cambrian**(J. Downing)*

To date no commercial oil or gas fields have been found in Cambrian sediments which, however, does not preclude their existence. The thickness of Cambrian rocks varies from 13,000 feet (Mt. Robson)

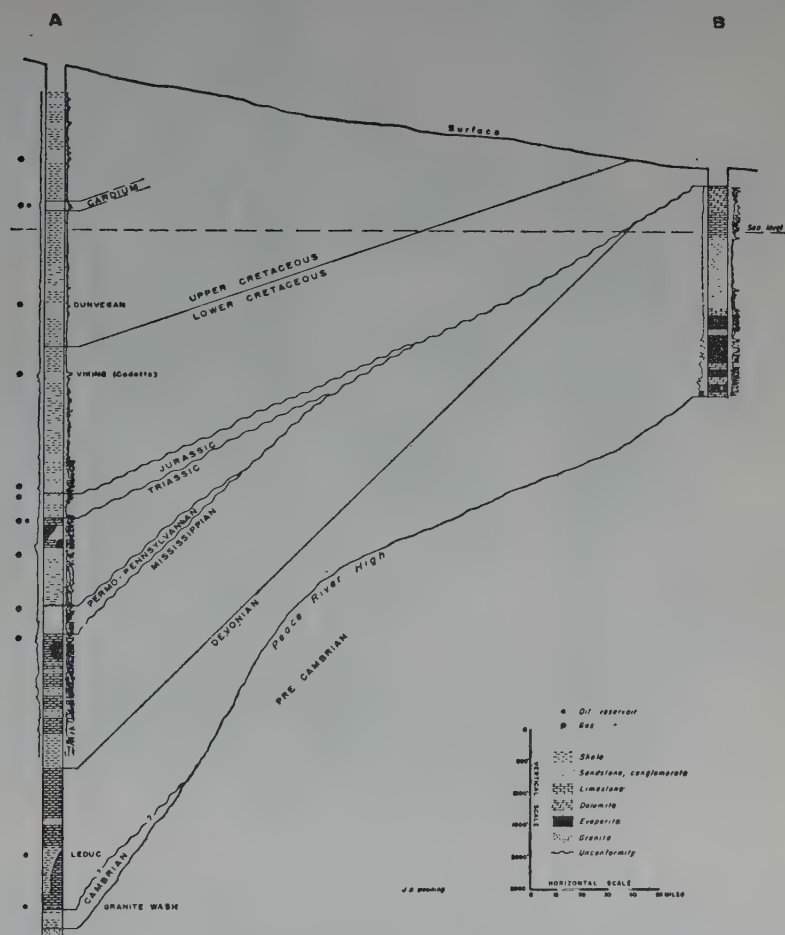


Fig. 5. Generalized stratigraphic sections in Peace River area. Oil and Gas symbols indicate producing or potential reservoirs.

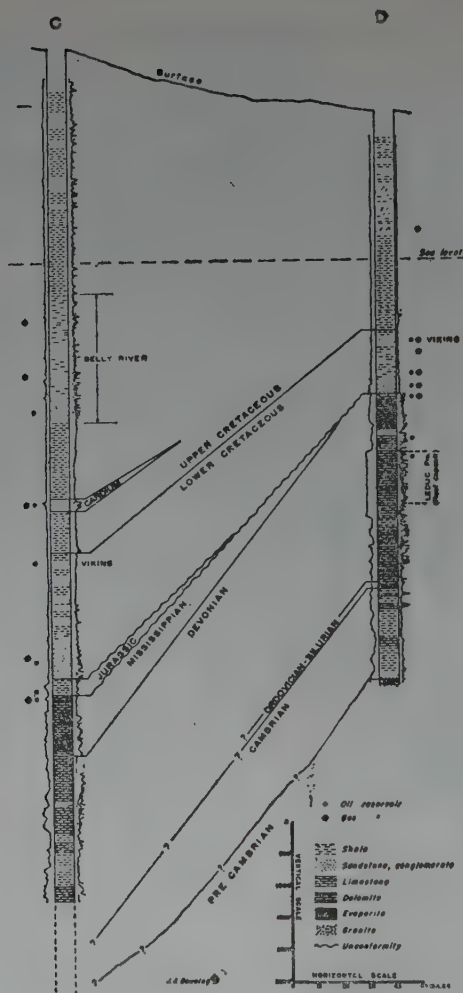


Fig. 6. Generalized stratigraphic sections in Edmonton area. Oil and gas symbols indicate producing or potential reservoirs.

to zero at their eroded edge. They are absent in Manitoba, parts of eastern and northern Saskatchewan and in nearly all of Northern Alberta. There was likely an area of non-deposition here, caused by the Peace River "High" or ridge which formed a landmass during all

TABLE OF FORMATIONS WESTERN CANADA

ERA	PERIOD	SOUTHERN ALBERTA	CENTRAL ALBERTA	NORTHWEST ALBERTA	LOWER SERRANIE P. H. NORTHWEST TERRITORIES	CENTRAL SASKATCHEWAN	SOUTHWEST MANITOBA	REMARKS
MESOZOIC	QUATERNARY							
	TERTIARY	STYPPES HILLS	FINCHPOLE	FINCHPOLE		RAYNESBORO	FURTS MOUNTAIN	
		POSSUMPORE HILLS				FRENCHMAN		
		BILLIE CREEK	EDMONTON			WHITEBEND	DOISERVAIN	
		ST. BARTY CREEK				EASTERS		Major and smaller oil fields in Alberta
		DEARPAK	DEARPAK			DEARPAK		
	UPPER CRETACEOUS	BELLY RIVER	BELLY RIVER			BELLY RIVER	SIDING MOUNTAIN	
		BILE RIVER	LEA PARK			BILE RIVER		
		1 st WHITE SPECS	WHITE SPECS			WHITE SPECS		
		ALBANY HILL					VERMILION RIVER	
BARREN		CAMPION	CAMPION		1 st WHITE SPECS	FAYEL		
LOWER CRETACEOUS	COLORED GROUP	COLORED GROUP						
	FISH SCALE ZONE	FISH SCALE ZONE						
	SHY ISLAND	VISION						
	BARREL HILL							
	UPPER BLAINMORE	BLAINMORE						
	BLAINMORE	BLAINMORE						
	DETRACED ZONE	DETRACED ZONE						
	SARAL BLAINMORE (TUNBURY)	SARAL BLAINMORE (TUNBURY)						
	JURASSIC	SWIFT	SWIFT					Oil and gas reservoir in Southwestern Saskatchewan.
	TRIASSIC	SWIFT	SWIFT					Gas and oil in N.W. Alberta and N.E. British Columbia
PALEOZOIC	PERMIAN	SWIFT	SWIFT					
		SWIFT	SWIFT					
		SWIFT	SWIFT					
		SWIFT	SWIFT					
		SWIFT	SWIFT					
	PENNSYLVANIAN	SWIFT	SWIFT					
		SWIFT	SWIFT					
		SWIFT	SWIFT					
		SWIFT	SWIFT					
		SWIFT	SWIFT					
PRE-CAMBRIAN	SWIFT	SWIFT						
	SWIFT	SWIFT						
	SWIFT	SWIFT						
	SWIFT	SWIFT						
	SWIFT	SWIFT						
	SWIFT	SWIFT						
	SWIFT	SWIFT						
	SWIFT	SWIFT						
	SWIFT	SWIFT						
	SWIFT	SWIFT						

SOURCES — ALBERTA P. & H. BOARD

HUME

SASKATCHEWAN P. & H. BOARD
BAILLIE

⚙ Gas reservoir
● Oil

J. A. Derringer

Table 1.

of Cambrian to Upper Devonian times. The Cambrian rocks are represented by predominantly carbonates in the mountain areas and as sandstones and shales in Saskatchewan (Williston Basin). Carbonates, shales, siltstones and sandstones have been found in the intervening areas. The sandstones of the Williston Basin area are of importance as potential oil and gas reservoirs.

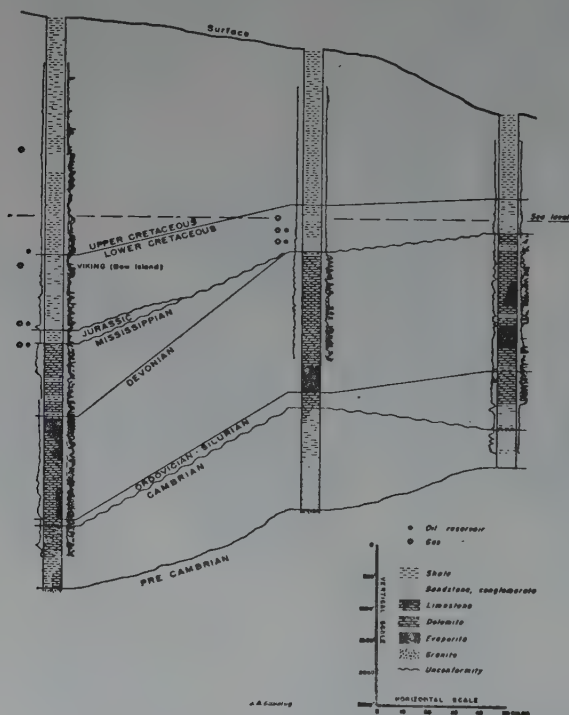


Fig. 7. Generalized stratigraphic section in Southern Alberta to Central Saskatchewan.

Ordovician and Silurian

Ordovician and Silurian sediments are restricted to the Williston Basin (Manitoba, Saskatchewan), the mountain areas of Alberta and British Columbia and the Northwest Territories. In the Williston Basin the sediments comprise sandstones, carbonates, shaly carbonates and

carbonates in ascending order and have a maximum total combined thickness of 1400'. They outcrop in Manitoba and east-central Saskatchewan, and in the subsurface their truncated edge lies near the Alberta-Saskatchewan border. No oil or gas fields have been found in these sediments. However, they have been tested by only a few wells (see figure 4 - wells which have drilled to the Pre-Cambrian) and they constitute a potential reservoir horizon.

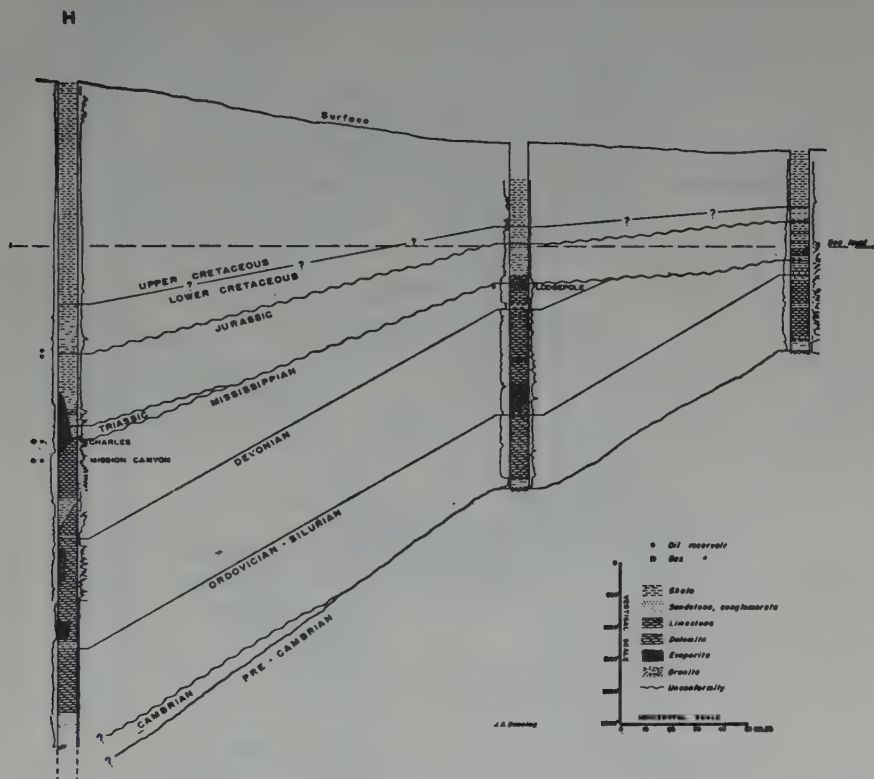


Fig. 8. Generalized stratigraphic sections south central Saskatchewan and Manitoba.

Devonian (J. Downing)

Devonian strata are widespread and underlie all of the Western interior and outcrop along the western edge of the Pre-Cambrian Shield and in the eastern Cordillera. Rocks of Middle and Upper Devonian

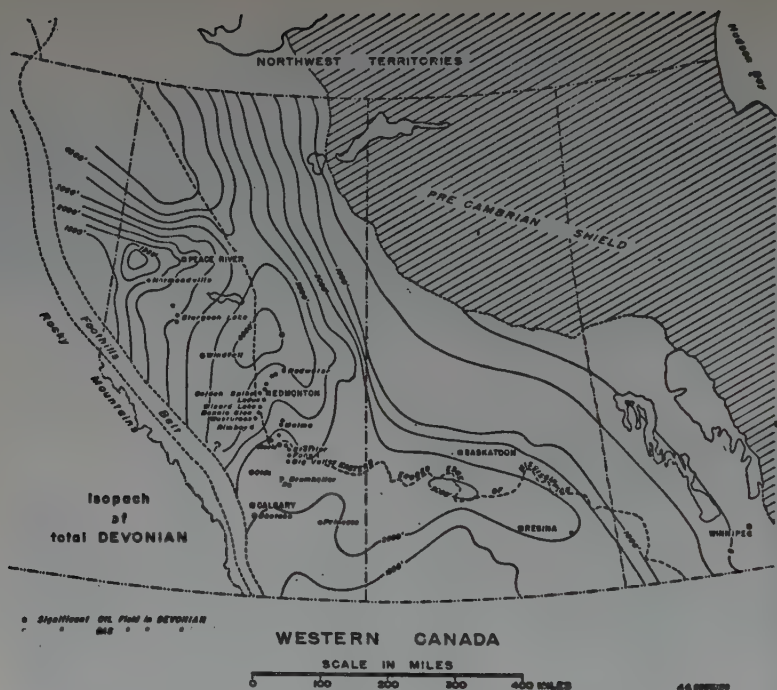


Fig. 10. Isopach of total Devonian. Dotted line is zero edge of Mississippian sediments. East of this line the Devonian has been subjected to erosion in post-Devonian times.

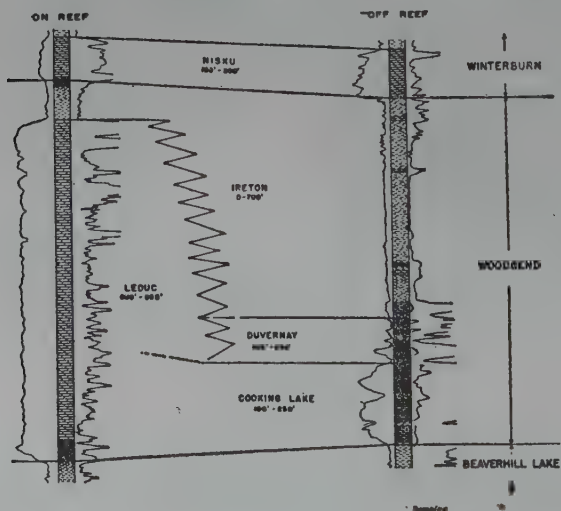


Fig. 11. Generalized lithology and electric log characteristics of woodbend Group in Reef and off reef areas.

are present and both are reservoirs for oil and gas. However, the production from Middle Devonian reservoirs is relatively minor. Figure 10 is an isopach map of the total Devonian in the southern western plains. Note that a great part has been subjected to Pre-Cretaceous ero-



Fig. 12. Generalized distribution of reef (Leduc Fm.) deposits in Alberta. Dark areas indicate biohermal reef areas or barrier reef deposits. Note Peace River area where a land mass was emergent during Upper Devonian (Peace River "High").

sion and the present maximum thickness does not necessarily correspond with the original. Devonian sediments may have extended over part of the present outcrop area of the Pre-Cambrian Shield. Minimum

thicknesses occur in the Peace River area where the Peace River "High" formed a landmass during all of Devonian times, except the later part of the Upper Devonian.

Middle Devonian

Middle Devonian strata lie disconformably on rocks of Pre-Cambrian, Cambrian or younger age, depending on the locality. Its maximum development is on a line through Elk Point (50 miles east of Redwater) and trending southeast into Saskatchewan and northwest into northeastern British Columbia. Along this trend it is approximately 1600 feet thick and consists of evaporites, organic carbonates and clastics. In Alberta and Saskatchewan thick salt (NaCl) beds were deposited and in Saskatchewan thin (up to 15') beds of potash. The Middle Devonian beds thin to the southwest and northeast. Only minor amounts of oil are currently being produced from these sediments, but oil and gas shows have been encountered in exploratory drilling, particularly in northern Alberta, British Columbia and the Northwest Territories. The "Granite Wash" is a reservoir for oil in the Peace River area and is believed to be Middle Devonian. These small fields (see figure 32) are at present restricted to the periphery of the Peace River "High".

Upper Devonian

Upper Devonian strata are more widespread than Middle Devonian and rest unconformably on Pre-Cambrian, Cambrian, Ordovician, Silurian and Middle Devonian rocks, depending on the locality. They are conformable with the overlying Mississippian sediments where they are present. Severe eastward truncation occurred during post-Paleozoic-pre-Cretaceous erosion intervals.

The most notable characteristic of Upper Devonian sedimentation is the variation of lithology within relatively short distances. Organic deposits along with clastics and fine grained carbonates and evaporites are the predominant lithologic types. The Upper Devonian rocks (Leduc formation and Nisku formation) are the most prolific oil reservoirs in Western Canada. The known oil and gas pools are restricted to Central Alberta and the remainder of the discussion will be devoted to that area. The Upper Devonian is divided into the Beaverhill Lake

Formation and the Woodbend, Winterburn and Wabamun Groups. Oil and gas have been discovered in all of these strata but only rock units of the three groups have known commercial deposits. These three groups of rocks will be discussed briefly.

Woodbend

Figure 11 shows the divisions of the Woodbend Group into the various formations in the Edmonton area where they are so important as oil gas reservoirs. The basal unit, the Cooking Lake Formation, consists largely of fine grained limestones, reefal limestones and dolomites and clastics. Clastics predominate west and north of the Rimbey-St. Albert-Meadowbrook Reef chain. Reef growth started in Cooking Lake or earlier times along this trend and continued through the overlying Leduc formation. The Leduc formation is the reservoir for six major oil pools (i.e. more than 100,000,000 barrels of original recoverable oil) and is comprised of the remains of reef building organisms. Generally, they were deposited in situ although there is definite evidence of reworking, and collapse of the flanks of the reef. The horizontal configuration of the reefs varies but the vertical section is similar. They all have steep flanks which dip at angles varying from 10 to 30 degrees. The off-reef beds or Leduc formation equivalent is the Ireton formation, which is a green shale with varying amounts of limestone and limy matrix, depending on the locality. The relative time of deposition of the Leduc and Ireton is still conjectural but they probably were very nearly concomitant. Figure 12 shows the distribution of reefs which are equivalent, or partly equivalent, to the Leduc formation. The known distribution can be divided into four areas:

Central Alberta - Includes the Reef Chain from Rimbey through St. Albert to Meadowbrook and the Redwater, Stettler, Bashaw, Willingdon areas where the reefs are mainly biohermal.

Southern Alberta - Includes the Shelf reef complex with its seaward barrier edge and the equivalent biostromal reef rocks which outcrop in the mountain areas.

Grosmont - Where the Leduc equivalent is a biostromal reef deposit which is partly younger than the Leduc of Central Alberta.

Peace River - The Peace River "High" was partially emergent during Leduc times and the shallow seas marginal to the "high" were particularly suitable for organic growth and resulted in the biostromal reefs of the Peace River area. The Sturgeon Lake reefs and possibly the Windfall reef are probably related to this area.

An equivalent reef deposit is the reservoir for the oil pool at Norman Wells in the Northwest Territories. This pool was discovered in 1921 and was the first important field in Western Canada.

Winterburn Group

The Winterburn Group includes the Nisku, Calmar and Graminia Formations in its type area of Central Alberta (Edmonton area). Outward from the type area the definition of the formations becomes less evident. The group is essentially a siltstone evaporite unit with a basal dolomite (Nisku formation) which rests on the Ireton Formation of the Woodbend Group. The Nisku formation is the reservoir for many oil pools in Central Alberta and consists of dolomitized reef limestones, fine grained dolomites and siltstones. The traps for oil and gas are in part structural (i.e. caused by draping of the Nisku over the underlying reef member) and in part stratigraphic (up dip pinch out of porosity). The largest*known Nisku oil accumulation is the Fenn-Big Valley pool, which is a combination structural-stratigraphic trap.

Wabamun

The Wabamun is the youngest of the Devonian sediments and consists of fine and coarse grained limestones and dolomites. They are the reservoirs for natural gas with a high sulphur content in the Calgary area of Southern Alberta and numerous oil and gas shows have been encountered during development and exploratory drilling. It is a potential oil and gas horizon in Alberta, particularly the west central portion.

Mississippian (J. Downing)

Figure 13 shows the present distribution of the Mississippian sediments. They outcrop in the Rocky Mountains, in the mountains in the Northwest Territories and in outliers just east of the Rocky Mountains. They extended much farther east and north of their present zero edge (and probably covered much of what is now the Pre-Cambrian Shield), but severe post-Mississippian erosion stripped them westward to their present position. Mississippian sediments are the reservoirs for gas and oil fields in Alberta, and oil fields in Saskatchewan and Manitoba.

In general, except for the west part of Alberta and British Columbia and the south part of the Williston Basin only the lower Mississippian beds are preserved on the Plains. The stratigraphy of the Mississippian of the Williston Basin is discussed in a later chapter (Mississippian Fields of Saskatchewan and Manitoba - G. Darling) and will not be repeated here. The stratigraphy of the Alberta and British Columbian areas can be summarized into two units:

- a) an upper limestone and dolomite group - predominantly crystalline to dense and in part crinoidal (Rundle). This upper unit is the reservoir for the oil and gas pools in Alberta.
- b) a lower argillaceous limestone and shale group (Banff).

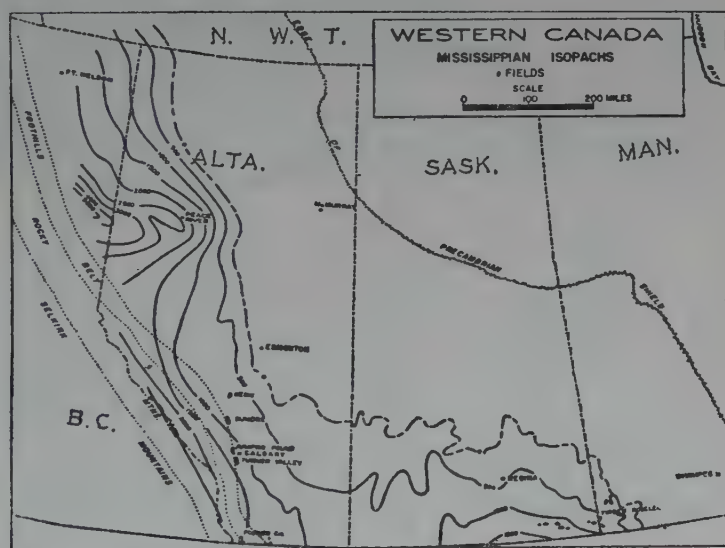


Fig. 13. Distribution and isopachs of Mississippian sediments and locations of Mississippian oil and gas fields in the southern part of western Canada (E. O. Abbott).

The Mississippian is conformable with the underlying Devonian. However, it is overlain unconformably by younger sediments which include sediments of Permo-Pennsylvanian, Triassic, Jurassic and Cretaceous ages, depending on the locality. The unconformity surface has localized oil accumulations into many small oil and gas pools

and are overlain unconformably by Triassic sediments. They consist mainly of sandstones, arenaceous carbonates and massive cherts. Only one accumulation of hydrocarbons (Fort St. John, B.C.) of any significance has been found in these sediments to date.

Triassic
(J. Downing)

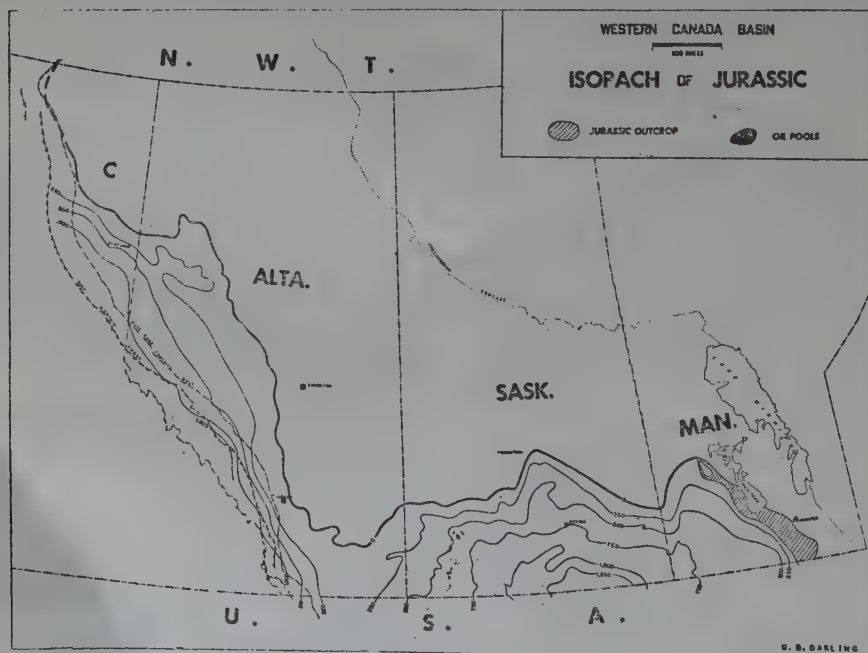
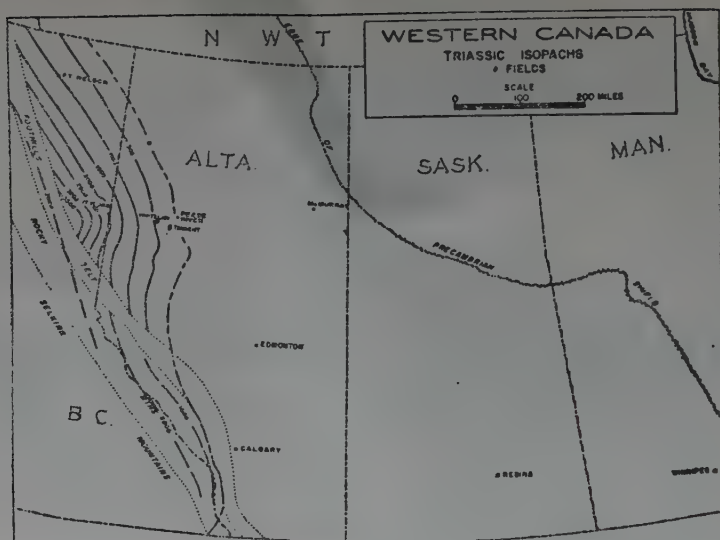
Eastern Alberta and nearly all of Saskatchewan and Manitoba was emergent during the Triassic Period. However, thick Triassic sediments are present in the Peace River area of Alberta and British Columbia and are the reservoirs for gas fields and one recently discovered oil pool. The Triassic sediments were deposited under shallow sea conditions and consist of marine siltstones, sandstones, carbonates and abundant evaporites, mainly anhydrite. The Triassic is overlain unconformably by Jurassic rocks.

The major Fort St. John Gas Field is the largest accumulation in Triassic sediments and is discussed in a following section.

Jurassic
(G. B. Darling & staff of Imperial Oil Ltd.)

The isopachs of the Jurassic represent the Nordegg and Fernie in northwestern Alberta and northeastern British Columbia, the Fernie at Banff, and the Swift, Rierdon and Sawtooth in southeastern Alberta over the Sweetgrass Arch. In the Canadian portion of the Williston Basin a correlative but thicker sequence is present in the Vanguard, Shaunavon, Gravelbourg and Watrous Formations. These beds are correlative with the Morrison, Swift, Rierdon and Piper formations in the United States portion of the Basin.

This map does not include a thick continental to brackish shale-sand formation in the central foothills and the Fort St. John area of northeastern British Columbia. The age of this formation (Nikanassin) has long been controversial, and is considered to have both Lower Cretaceous and Jurassic affinities. However, very recently it has been assigned to the Jurassic. In the Fort St. John area this formation is approximately 200 to 300 feet thick and pinches out to the north and east. Westward it has a maximum thickness of 2000 to 2500 feet. At



Fort St. John the Jurassic unconformably overlies Triassic strata and eastward overlaps to a varying extent the eroded surfaces of Triassic, Permo-Pennsylvanian and Mississippian formations.

The regional map (figure 16) outlines two distinct wedges. The one thickening to the west appears to represent Upper, Middle and Lower Jurassic sedimentation. The Sweetgrass Arch separates the other thick wedge in the Canadian portion of the Williston Basin. Here only Upper and Middle Jurassic formations are represented. The northern thinning of the Jurassic in Saskatchewan and Manitoba is evidently due to depositional thinning and erosion. These beds overlie the eroded surface of the Mississippian and Devonian.

In early Lower Jurassic time subsidence occurred on the western edge of the area and continued into Upper Jurassic and locally early Lower Cretaceous time. Subsidence did not occur in the Williston Basin area until late Middle Jurassic when the sea extended across the mildly positive Sweetgrass Arch region of southern Alberta. The shelf area apparently remained positive during the majority of Jurassic time, although new evidence now suggests a shallow brackish sea spread eastward over a large portion of Alberta in late Upper Jurassic time. The Jurassic Nevadian uplift, which strongly affected the West Coast of British Columbia, finally resulted in the emergence of the interior plains. The Jurassic sediments were then subject to erosion prior to Lower Cretaceous deposition.

Significant Jurassic oil reserves have been found to date in southwestern Saskatchewan. This oil can be considered to be located in a shelf environment on the northwestern flank of the Williston Basin. The oil is pooled in marine clastic rocks often closely associated with the overlying unconformity. To date only one small pool has been discovered on the northeastern flank of the Williston Basin. Several very small pools have been found on the northern flank of the Sweetgrass Arch in southern Alberta.

Recently gas has been found in the Nikanassin sands of northeastern British Columbia, and this area is considered highly prospective.

In summary the Jurassic of the Western Canada basin contains both favorable source and reservoir rocks, and is one of the more attractive sedimentary units in the basin.

Cretaceous
(J. Downing)

Sediments of Cretaceous age constitute a great part of the sedimentary section in the southern part of Western Canada. They are missing in part of the Interior Plains north of the 60th Parallel.

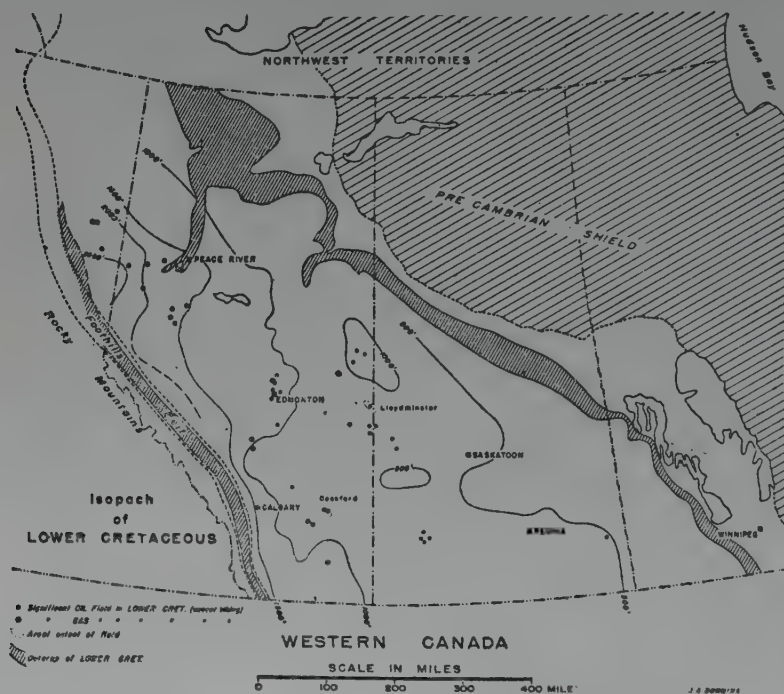


Fig. 17. Thickness and outcrops of total Lower Cretaceous.

The Cretaceous sediments are divided into Upper and Lower Cretaceous and for the purposes of this paper the boundary is taken at the base of a "Fish Scale" zone. This zone is recognized in drill cuttings or on electric logs from most wells drilled on the plains.

Lower Cretaceous

Lower Cretaceous sediments consist of marine and non-marine shales, coals, siltstones, sandstones and conglomerates. They are thick-

est in the west and north of the map area. They outcrop along the eastern rim of the sedimentary basin and along the Foothills Belt.

The porous lenticular sands of the Lower Cretaceous are the reservoirs for innumerable small oil and gas pools and for several large oil and gas fields. Most of these pools are found in two members:

- 1) The Ellerslie member and its equivalents - the Sunburst, Basal Cretaceous Series, - which are lenticular sandstones resting on the Pre-Cretaceous unconformity. They are the reservoirs for light gravity oil in central Alberta, medium gravity oil in eastern Alberta and western Saskatchewan and gas in various parts of Alberta and northeastern British Columbia. An equivalent sand is the "oil sand" in the McMurray Tar Sand area, which will be discussed later.
- 2) The Viking member and its equivalents - Bow Island, Pelican, Cadotte, Mountain Park, are near the top of the Lower Cretaceous sediments and

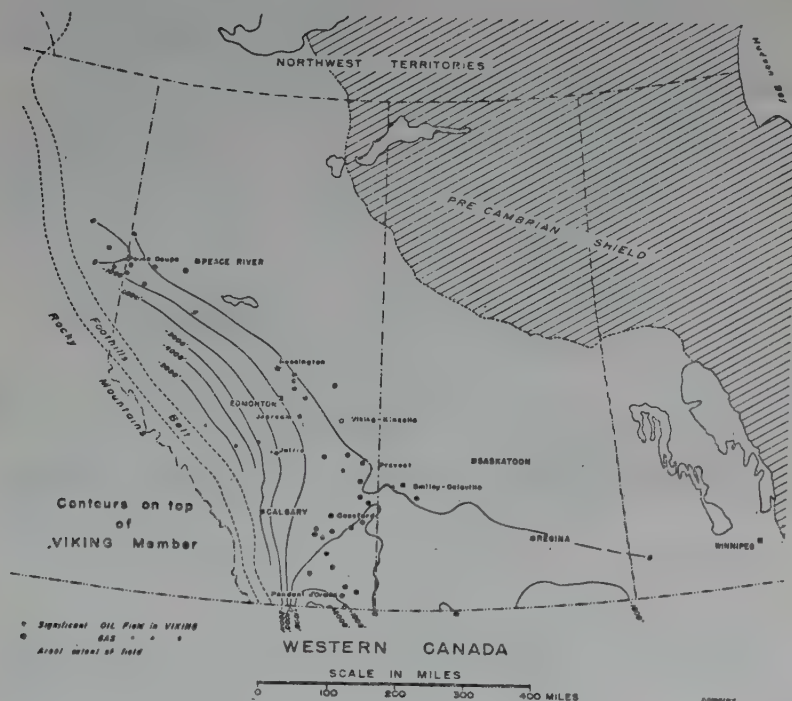


Fig. 18. Contours on top of Viking Member and significant Viking oil and gas fields.

were deposited in a primarily marine environment. It is the reservoir for light gravity oil in central Alberta and west central Saswatchewan and for natural gas in nearly all parts of Alberta, southern northeastern B.C. and western Saskatchewan.

The sandstones of the Viking member are lenticular, both locally and regionally. This characteristic gives rise to local traps and regional "pinch-out" trends. Several of these regional trends have been

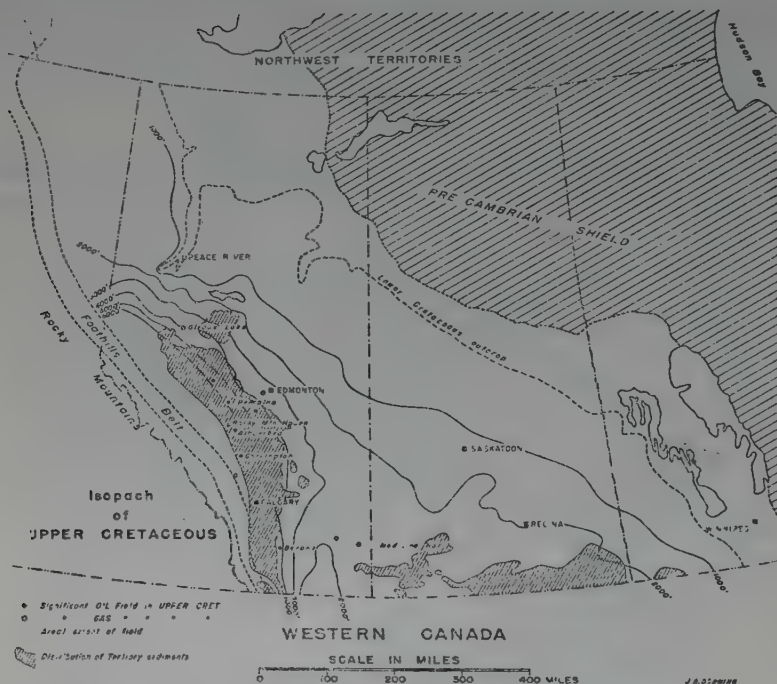


Fig. 19. Isopach of Upper Cretaceous, Upper Cretaceous outcrops everywhere except where covered by Tertiary sediments.

discovered and oil and gas fields have been developed on them. Examples are Joarcam-Battle, Rossington, Joffre, and the extensions to the southeast and northwest. Fields, like Pouce Coupe, Smiley-Coleville, and to a lesser extent, Provost, combine structural and stratigraphic traps.

The sandstone members at the top of the upper Blairmore or Mannville of the Lower Cretaceous produce heavy gravity crude in

eastern Alberta and western Saskatchewan and gas and oil in southern and central Alberta (Basal Colorado member). A type example of such a deposit is the Lloydminster Field which is discussed in a succeeding chapter.

In all fields the dominant reason for accumulation in the Lower Cretaceous is stratigraphic. Many of the sandstones in the basal Lower Cretaceous are stratigraphic traps which overlies erosional unconformities with their attendant topographic expression, whereas the majority of the traps in the Viking member are caused by a facies change from sand to shale in an updip direction. The Viking does contain gas in structural traps caused by draping over pre-Cretaceous erosional highs or over Devonian reefs.

Figure 17 shows the distribution of oil and gas fields in the Lower Cretaceous series - other than Viking and Figure 18 shows the distribution of oil and gas fields in the Viking member.

Upper Cretaceous

Upper Cretaceous sediments outcrop over most of the map area except where covered by rocks of Tertiary age. They are primarily marine shales which in the western part interdigitate with sandstones of freshwater, brackish and marine origin. The maximum thickness occurs in western Alberta and all the significant oil and gas fields with one exception are found in this area. Oil is currently being produced from four formations of Upper Cretaceous age and these are:

Fish Scale Sand near the base of Upper Cretaceous, the Cardium sandstones and conglomerates, Medicine Hat sandstones and the various sand members of the Belly River formation. Gas has been discovered in other horizons, notably the Dunvegan formation, but so far no production has been realized. The Cardium formation is by far the most important Upper Cretaceous reservoir and is the reservoir for the largest oil field in Canada, Pembina.

Tertiary

The Tertiary sediments are represented by thick accumulations of fresh water origin in the Alberta syncline and southern Alberta and Saskatchewan. Figure 19 shows their distribution. They are of no present importance in this study of oil and gas deposits.

MAJOR OR SIGNIFICANT OIL & GAS FIELDS

This section of the paper attempts to show in abstract form the history, stratigraphy, structure and other pertinent data of some of the major or interesting oil and gas accumulations. Most of the descriptions are restricted to specific fields but three areas have been discussed because of the similarity of the accumulations in those areas. The later are:

- 1) the "Souris Valley" area of southeastern Saskatchewan and southwestern Manitoba (Williston Basin).
- 2) the Fosterton to Rapdan trend of southwestern Saskatchewan, and
- 3) the Rimbey-St. Albert trend (Leduc fm.) fields in central Alberta.

In addition to the above, the Committee has included a general discussion of the "Granite Wash" oil pools. They are not economically important as yet but may be in the near future.

The discussions will start with the Alberta Fields as they are by far the most important to date. There is no specific arrangement but the two largest known commercial oil accumulations are first. The Athabasca bituminous sands are the largest known accumulation but as yet the crude cannot be economically extracted.

ALBERTA

Pembina

(C. D. McCord, J. Downing)

The Pembina Field was discovered by Mobil Oil of Canada (Socony-Vacum Oil) in July 1953 and has since been developed into a major oil field, the largest in Canada. The discovery well, Socony Seaboard Pembina No. 1 was drilled in legal subdivision 4 of Section 16, Township 48, Range 8, West of the 5th Meridian to a total depth of 9421 feet. It was then plugged back and completed as an oil well in the Cardium formation at a depth of 5312 feet.

Reservoirs

The reservoirs in the Pembina Field include Mississippian carbonates, Jurassic and Lower Cretaceous sandstones and the Upper

Cretaceous Cardium and Belly River sandstones. The shale, conglomerate sandstone sequence of the Cardium formation is the major reservoir for the field and is the only one discussed in this paper.

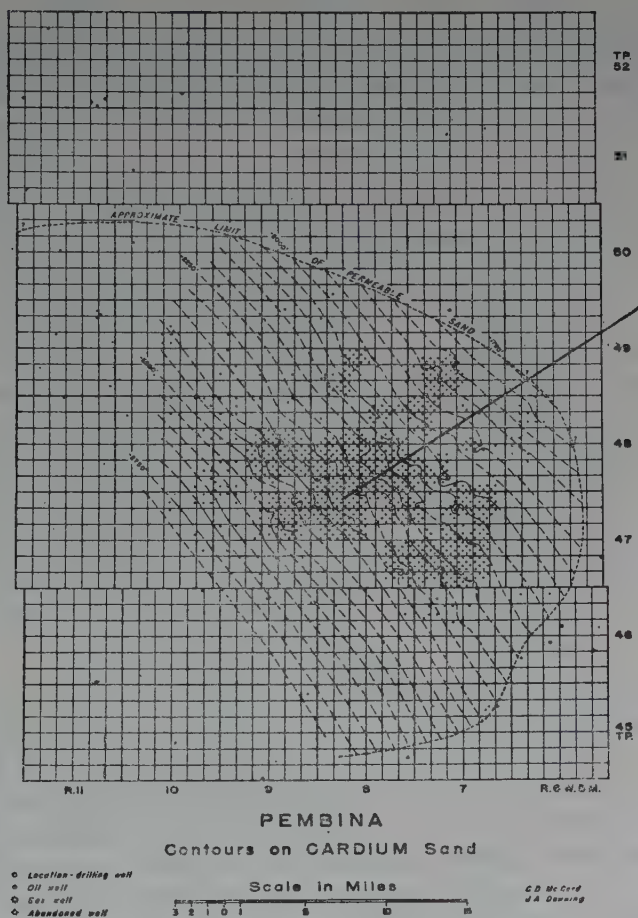


Fig. 20(a). Pembina Field.

Stratigraphy

For field reservoir considerations the Cardium formation is usually divided into two members as shown on Figure 20(b).

These are:

- 1) An upper unproductive shale unit with chert horizon at the top and,
- 2) A lower productive conglomerate, sandstone, shale unit.

The lower productive unit is considered to have three divisions - the chert conglomerate, main sandstone, and the basal interlensed and laminated shale and sandstone. The sandstone beds near the base of this latter division are locally referred to as the "lower sandstone".

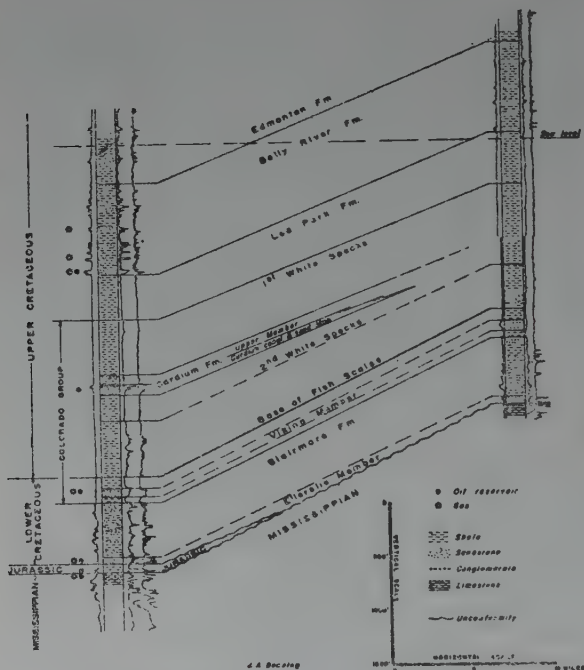


Fig. 20(b). Cross-section NE-SW from centre of Pembina field to northeast of field limits.

Stratigraphically the Cardium formation of Pembina consists of three main members separated by two well defined unconformities. The breaks in the continuity of sedimentation were probably caused by changes of the shore line to the west resulting from fluctuations in sea level. The magnitude of the erosion on these unconformities varies and is extreme on the upper unconformity in "channel areas", as is evidenced in cross-sections of the Pembina Field. A theory of

marine current deposition and erosion adequately answers the known characteristics of the Cardium members. The three members are:

- 1) The upper member is comprised mainly of black, fissile shale with a chert and ironstone horizon at the top and a coarse chert conglomerate at the base. The basal conglomerate rests on the upper of the two known unconformities in the Cardium formation and frequently the lower portion of the conglomerate is sandy or void of any matrix. The conglomerate bed varies from less than one foot to 25 feet in thickness.
- 2) The middle member is comprised of a thick sandstone unit which is the major reservoir in the Cardium Field. The thickness varies from 30 feet to nil where it has been removed by erosion. The top of this member often has thin beds, 1-2 feet thick of calcareous sandstone with ironstone. The reservoir rock portion is usually a very fine grained, clean, well sorted, sub-angular quartz sandstone. It becomes interbedded with thin shale strata towards the base where it rests unconformably on member 3.
- 3) The member below the lower unconformity is generally shale but often has equal amounts of argillaceous sandstone and shale. The depositional environment probably was turbulent, perhaps with considerable vertical oscillation caused by surface waves, because the sandstone and shale is interlensed and interlaminated. The sandstone commonly occurs as minute spheres and small, randomly oriented cylinders.

Near the base of this member there are sandstone beds developed which have porosities and permeabilities approaching those of the clean sandstone in Member 2. The sandstone beds provide a porous zone averaging 7-8 feet thick, however, it is present only in the southern portion of the field. Thicknesses up to 14 feet occur in this area.

Deposition was apparently controlled by the topography of the ocean floor which varied from time to time. During the depositional period the sea floor sloped gently to the east but subsequent orogeny, which created the Foothills and Rocky Mountains, has given the entire Basin a gentle slope to the west. The trap for the oil accumulation is therefore a seaward pinch out of porosity with the original slope of deposition modified by subsequent orogeny.

Long narrow tongues of porous chert pebble beds and sandstones have been found east of the Field area. One of these is present west of and in the Leduc Oil Field and is gas bearing; another reaches as far east as the Bonnie Glen Field. The former has been developed as a small gas field but to date only one well has been completed in the latter. The deposition of these narrow tongues can be attributed to turbidity currents.

Source Beds

The 1750 feet of marine shales of the Colorado Group are obviously the source beds of the Cardium crude oil and may also be, together with the 250 feet of younger Lea Park shales, the source beds for the overlying Belly River oil and gas, and the lower Viking accumulations.

Structure

The only structure apparent in the Pembina area is the southwest dip of the sediments. There is a hinge line across the field area where the grade of the slope increases from 30 feet per mile to 50 feet per mile to the southwest. (see Figure 20(a)).

Reservoir Characteristics

The Cardium reservoir or reservoirs is now known to have a productive area of over 500,000 acres and has estimated recoverable oil reserves of 1,404,000,000 barrels. The crude is a light gravity oil of 39° API.

The porosity of the reservoir rock varies but averages 13-15%, whereas the permeability is relatively low and averages below 50 millidarcies.

The virgin pressure was 2690 to 2740 psig. at a datum of 2300 feet sub sea and the reported bubble point pressures vary from 1275 to 2100 psi and average 1700 psi. The reservoir energy is derived from solution gas. Most of the wells flow with little difficulty but mechanical lift is required in some. The average gas/oil ratio is approximately 600 cubic feet per barrel but a few of the wells have gas oil ratios as high as 4000 cubic feet per barrel.

Redwater
(R. A. Shatford)

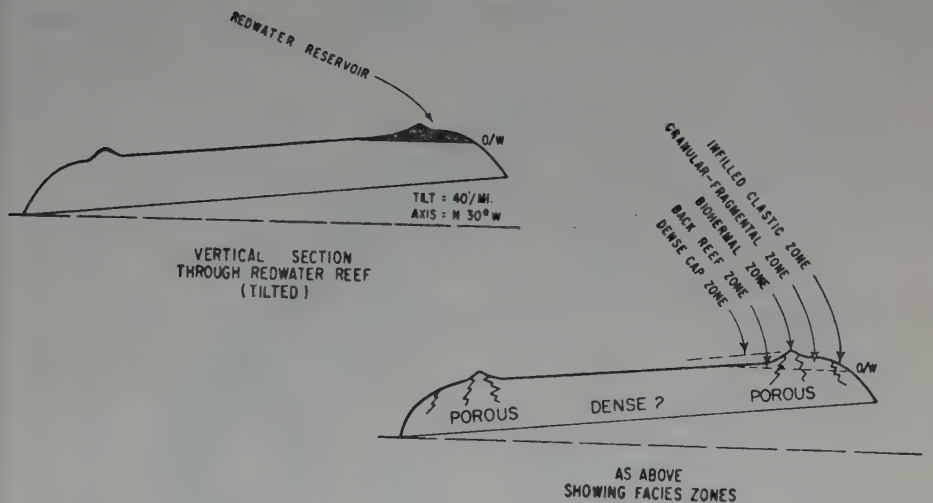
Introduction

The Redwater Field was discovered in 1948 by Imperial Oil Ltd. and is now the second largest field in Canada. The discovery well was located on seismic evidence which proved to be relatively accurate in

defining the limits of the oil accumulation. The field is eighteen miles long and varies from 2 to 4 miles in width. The area of the pool is 37,536 acres and it has 916 wells which are capable of producing.

REDWATER REEF

DIAGRAMMATIC NE-SW CROSS SECTION



R A SHATFORD

Fig. 21(a). Redwater Reef showing zones of equal porosity in the oil reservoir.

Reservoirs

Oil and gas have been found in Lower Cretaceous sediments but neither are considered of economic importance. The Leduc formation is the reservoir for all of the present oil production.

Geology of the Redwater Reef (Leduc Formation)

The Redwater reef is a "table" type reef with biohermal development toward its outer rim. Its shape is rudely that of an equilateral triangle. Subsequent to its formation it was effectively capped by the Ireton shale. The reef and overlying and surrounding shales have ex-

perienced differential compaction and regional uptilting in a northeasterly direction. The northeastern side, with its more extensive biohermal development, has provided the oil reservoir of the Redwater field.

For the purposes of this discussion, a reef is defined simply as "a wave-resisting structure". The wave-resisting structure, here, has

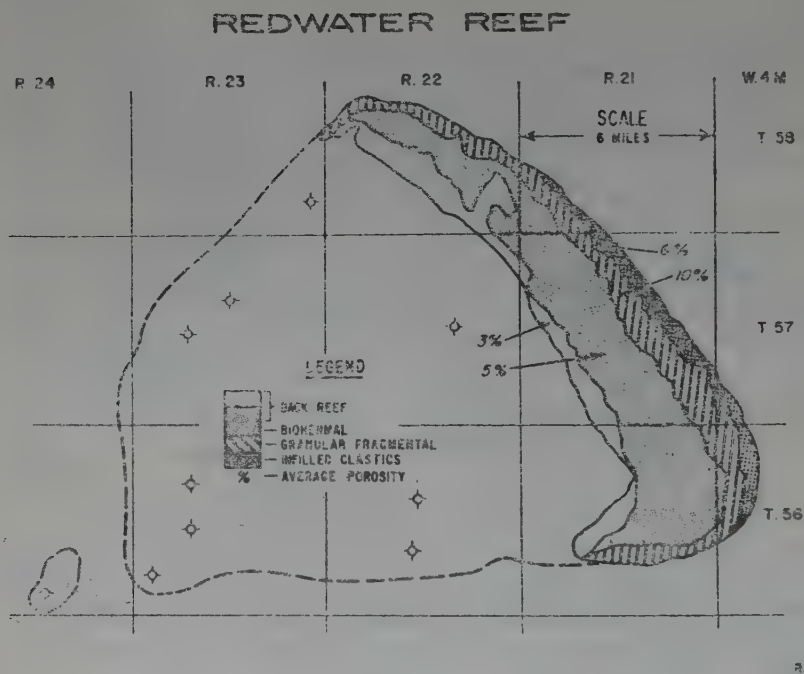


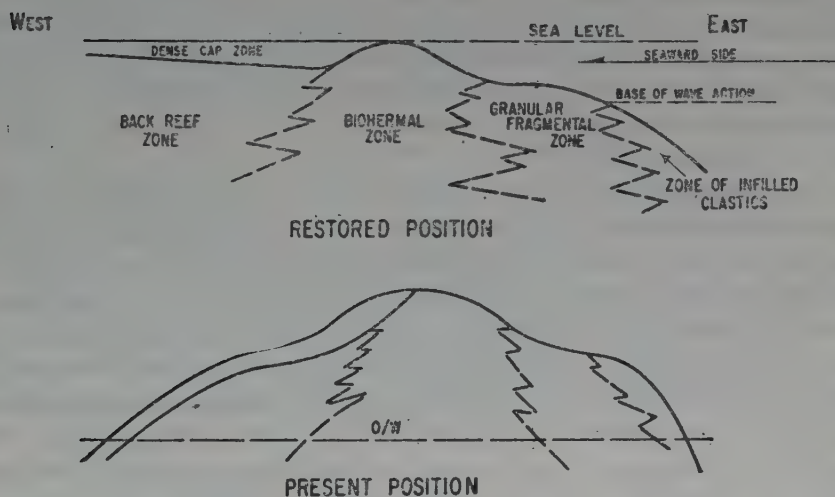
Fig. 21(b). Redwater reef showing reservoir and facies zones.

been caused by the growth of a "biohermal series" which extends more or less vertically from the Beaverhill Lake formation to the top of the Leduc formation. Because it is a wave-resisting structure, its construction has been accompanied by a considerable degree of destruction. The materials of these structures, then, are those of construction, such as the coral-algal-stromatoporoid biohermal growth, and of reef destruction which have resulted in fore-reef and back-reef clas-

tics. Such structures, then, are not merely reefs but are "reef complexes". The formation of the reef-complex has involved several widely differing environments, and the resulting rock types may be divided into as many main facies groups. The determination of the distribution of these facies groups has been an important part of the

REDWATER FIELD

DIAGRAMMATIC CROSS SECTIONS SHOWING MAIN FACIES ZONES



R. A. SHATFORD

Fig. 21(c). Redwater Field showing facies zones.

reservoir geology, and it has been accomplished by the use of the technique of restoring the reef complex to its original form. By so doing the distribution of facies types are found to occur in reasonable geological patterns which are consistent with their obvious environments at the time of origin.

At favorable places on the Beaverhill Lake formation, or along biohermal trends, the biohermal series grew contemporaneously with its off-reef and its back-reef counterparts. The upward growth was

accomplished at varying rates, with varying degrees of lateral development, and with at least two major interruptions involving considerable erosion. These periods occurred following the formation of the Lower Leduc, or the reefal equivalent of the Duvernay formation, and again at the end of the biohermal series, or on top of the Upper Leduc formation. The Upper Leduc is approximately five hundred feet thick and is predominantly porous. The biohermal series below this tends to be non-porous. The reservoir occurs within the upper two hundred feet of the Upper Leduc reef complex.

The Redwater oil reservoir, occupying the top portion of the Upper Leduc reef complex, may be divided into four main facies zones: (1) the biohermal zone; (2) the fore-reef granular-fragmental zone; (3) the fore-reef zone of infilled clastics; and (4) the back reef clastic zone. A further "dense cap zone" lies largely on top of the back reef; it is the result almost entirely of the deposition of fine lime and is non-porous; it is post-reef in age and is not properly a part of the reservoir.

The characteristics of the reservoir that are of interest are the porosity and permeability, the connate water content and their effect on the recovery factor. These depend upon the types and amounts of materials used in the rock making, and the manner in which these materials were assembled and are directly controlled by the depositional environments. The principal environments were turbulent, relatively quiet or quiet water conditions, or of alternating combinations of these. The materials available for use have been organic reef growth in place, shell fossils, coarse to fine clastic material from reef destruction, and fine limes resulting from physico-chemical deposition. The reservoir characteristics mentioned are improved by turbulent water conditions which promotes larger, sturdy, cellular organic reef growth and shell fossils, and tends to flush out the very fine materials. Quiet water conditions allow the deposition of fine lime to form dense limestones or to infill otherwise porous aggregates.

The diagrammatic cross-section of the Redwater field (restored position - Figure 21 (c)) shows the relative vertical positions of the main facies zones while the plan of the Redwater reef shows the distribution of these facies zones of the Redwater field at the reef surface.

The "biohermal zone" occurred in an environment of alternating turbulent to quiet water conditions. The facies types include cellular and infilled coral-algal growth encouched in its own debris, medium sized shell fossils, and very considerable dense crypto-crystalline limestone. The average porosity of the zone is 5 percent.

The "granular fragmental zone" is the result of turbulent water conditions. The facies types are predominantly lime sands, but include large to small reef fragments, coarse and large shell fossils, scattered minor growth of coral-algal-stromatoporoids, and local poorly sorted detrital material usually dumped on a terrace slope. There are only minor amounts of dense limestone and the zone average porosity is ten percent.

The "infilled clastic zone" is an extension seaward of the granular-fragmental zone which occurs at greater depth and in a quiet water environment. The primary porosity tends to be infilled by the deposition of fine lime and, no doubt, also by the cementing action resulting from algae. The average porosity is 6 percent or less.

The "back-reef clastic zone" occurred in an environment varying or alternating between quiet and slightly turbulent water conditions and at relatively shallow depths. This variation occurred both horizontally and vertically. The resulting facies types are predominantly of microfragmental organic material interbedded with biostromal-like organic material and dense limestone. Some coarse clastic material has been washed through surge channels and dumped immediately back-reef in delta-like fashion.

Reservoir Characteristics

The reservoir energy is derived from a relatively efficient water drive and a common aquifer has been found to extend, at least, to the Beaverhill Lake formation. The field contains 916 wells capable of production and the depth to the top of the reservoir is approximately 3000 to 3200 feet. The gravity of the oil averages 32° A.P.I. The water content is 20% and the recovery factor 55%. It has been estimated that the original recoverable stock tank oil was roughly 814 million barrels; the cumulation production to November 1, 1955 was 12½ million barrels while salt water injection had amounted to 10½ million barrels. The daily production for the pool on that date was 87 thousand barrels.

Rimbey-St. Albert Reef Trend (J. Downing)

The chain of reef deposits (Leduc formation) extending from Rimbey to St. Albert are the reservoirs for five major fields and se-

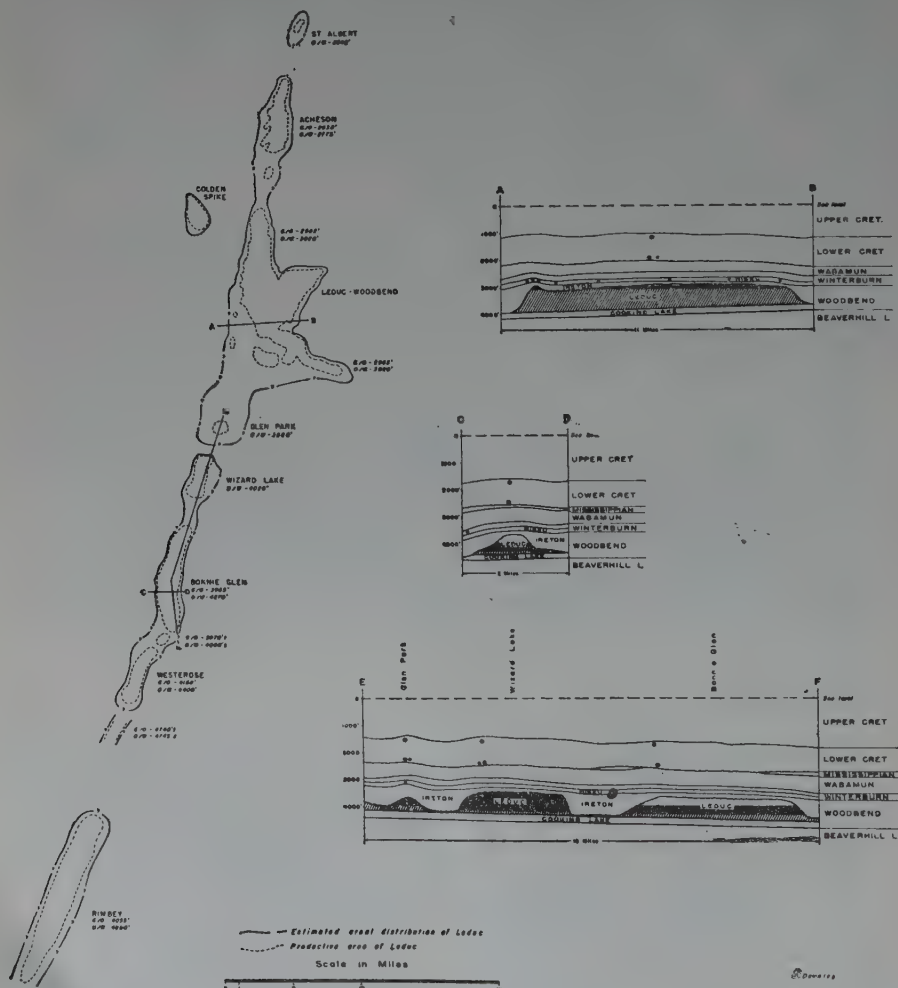


Fig. 22. Distribution of Leduc formation from Rimbey to St. Albert. Refer to Figure 12 for general location. Diagrammatic cross-sections show oil (solid), gas (dotted) and water (diagonal lines) columns. Note draping of overlying sediments when a reef mass is present.

ven smaller fields. The initial discovery was made by Imperial Oil Ltd. at Leduc in 1947. The location of the discovery well was based on seismic evidence and was completed as an oil well in the Nisku formation. A follow-up well penetrated through the Nisku and discovered the oil and gas pool in the Leduc formation. In 1949 the same company discovered Golden Spike, which was the first of the "pinnacle" reef fields. Subsequent exploratory drilling discovered Acheson (California Standard Co.), Wizard Lake (Texaco), Westeros (Canadian Gulf Oil Co. & Associates), Rimbey (California Standard Co.) and St. Albert (Stanolind Oil & Gas Co. & Associates). Nearly all of the discovery wells were located on seismic evidence.

The original oil and gas in place and estimated recoverable oil and gas reserves are detailed in a later section and the following summarizes the reserves of the major pools in the Leduc member. The information is derived from publications of the P. & N. G. Conservation Board of Alberta.

Field	Original Oil in place BBLs.	Estimated Rec. Oil BBLs.	Gas Reserves in Gas Cap Billion c. f. at standard conditions	Remarks
Bonnie Glen	639,125,000	287,606,000	483	Average oil pay - 214'
Leduc	307,145,000	175,073,000	519	Average oil pay - 35'
Wizard Lake	292,818,000	131,768,000		No gas cap Av. oil pay - 344'
Golden Spike	254,035,000	127,018,000		No gas cap Av. oil pay - 520'
Acheson	152,732,000	76,366,000		Av. oil pay - 84'
Westerose	147,960,000	51,786,000	125	Av. oil pay - 187'
Rimbey	85,790,000	10,340,000	972	
St. Albert	3,990,000	1,990,000		
Totals	1,883,595,000	861,947,000		

Stratigraphy

The Leduc formation in the Rimbey-St. Albert trend is a biohermal type of reef occurrence and was formed primarily by the accumulation in situ of the remains of sedentary colonial organisms, supplemented by chemical and clastic deposits. The reef rock or bioherm is largely composed of the remains of bryozoans, algae, corals and stromatoporoids. The organic deposits have been dolomitized in most of

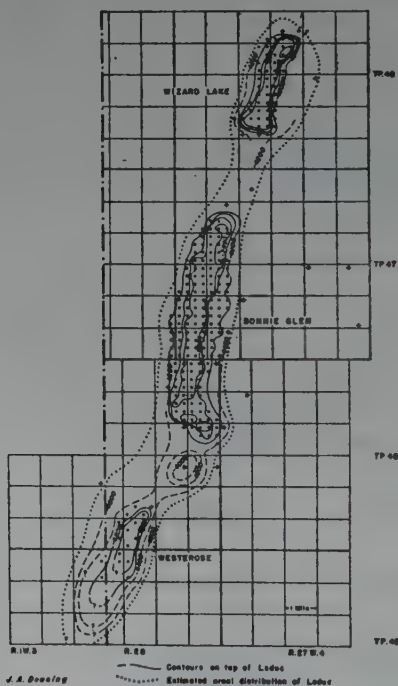


Fig. 23. Westerosé-Wizard Lake Contours on top of Leduc Formation. See Figure 22 for G/O and O/W interfaces.

the known areas. As mentioned previously, the Leduc formation is overlain by the shales of the Ireton formation which form an impervious cap rock.

Figure 22 shows the areal extent, the estimated productive area and diagrammatic illustrations of sections of the reef deposits. In general

the geometry of the reefs is similar with the exception of the reef deposit at Leduc. The flanks and ends drop off sharply, the angle being very nearly that for unconsolidated material. They are long and relatively narrow. However, the reef at Leduc is more complex. The general north-northeast trend continues on its west flank with irregular knobs which form traps but there are two lobes which trend northeast and Southeast. There are variations on the top of the reef, probably due to greater reef growth in some areas and erosion in others. Growth in the southern extension of the Leduc reef is believed to have been terminated while still in the early stages and now appears as a reef platform or terraced reef. The small reef at Glen Park is part of this southern extension. Figure 23 is an illustration of the configuration of the Wizard Lake, Bonnie Glen and Westeros Reefs. The small reef between Bonnie Glen and Westeros may be a separate reef deposit.

Reservoir Characteristics

The porosity of the reef rock varies from fine pin-point porosity to cavernous, from fine intercrystalline to coarse intergranular porosity. The average porosities of each of the major fields are shown in the chapter on oil and gas reserves. The reef rock has consistently high radial permeabilities which average in the neighborhood of 800 millidarcies, while the vertical permeabilities are somewhat less. The virgin pressures vary with each field and increase with depth of burial of the Leduc formation - i. e. to the southwest.

The crude in all the fields is a light gravity oil and most of the wells in the trend flow with no difficulty. Reservoir energy varies with each field. Some have gas caps and bottom water. Water drive may be substantial at Leduc, Acheson, St. Albert and Rimbey but in other fields it may not be too significant. Gas injection has been started at Golden Spike because of the rapidly declining reservoir pressures.

Structure

The accumulations of oil and gas in the Leduc formation are caused by the impervious Ireton shales which overlie and surround the porous reef mass. As such they are stratigraphic traps. The younger Devonian and Cretaceous rocks are gently folded or draped over the hard reef mass due to the differential compaction of the Ireton shales.

Drilling and Completions

There are relatively few problems in drilling and completion of the oil wells. Various completion methods have been used, including setting casing through and perforating, setting casing on top and running a liner through and a more recent variation of setting casing at the top, drilling a small diameter hole through the oil zone and setting tubing to the midpoint of the oil column. The depths to the Leduc formation vary from 4500 feet at the north to 7500 feet at the south end of the trend.

Sturgeon Lake Fields

(E. O. Abbot)

Introduction

The Sturgeon Lake fields are situated approximately in latitude 55° N and longitude 117° W, some 200 miles north-northwest of Edmonton, Alberta. They are named the North Sturgeon Lake and South Sturgeon Lake fields from their locations in relation to Sturgeon Lake. Of the two, the latter is the larger and more drilling is being carried on there than in the North field. As of October, 1955 there were, in the North field, nine completed wells, six abandoned and three drilling, and in the South field thirty-four completed wells, seven abandoned and eight drilling.

The discovery well in the North field, Amerada Crown "O" F 33-32 in Lsd. 7, Sec. 32, Twp. 71, Rge. 23, W5M, was drilled on a seismograph anomaly and was completed October 22, 1952.

The discovery well in the South field was made at Amerada Crown "R" 5-19 in Lsd. 5, Sec. 19, Twp. 69, Rge. 22, W5M. It was also drilled on a seismograph anomaly and was completed March 28, 1953.

Stratigraphy

The stratigraphic sequence is essentially the same in both fields. The radioactive log on Figure 24 shows only the Devonian including a portion of the Sturgeon reef.

Depths to the reef in the North field range from 8600 feet to 8900 feet and in the South field from 8240 to 8860 feet. The reservoir

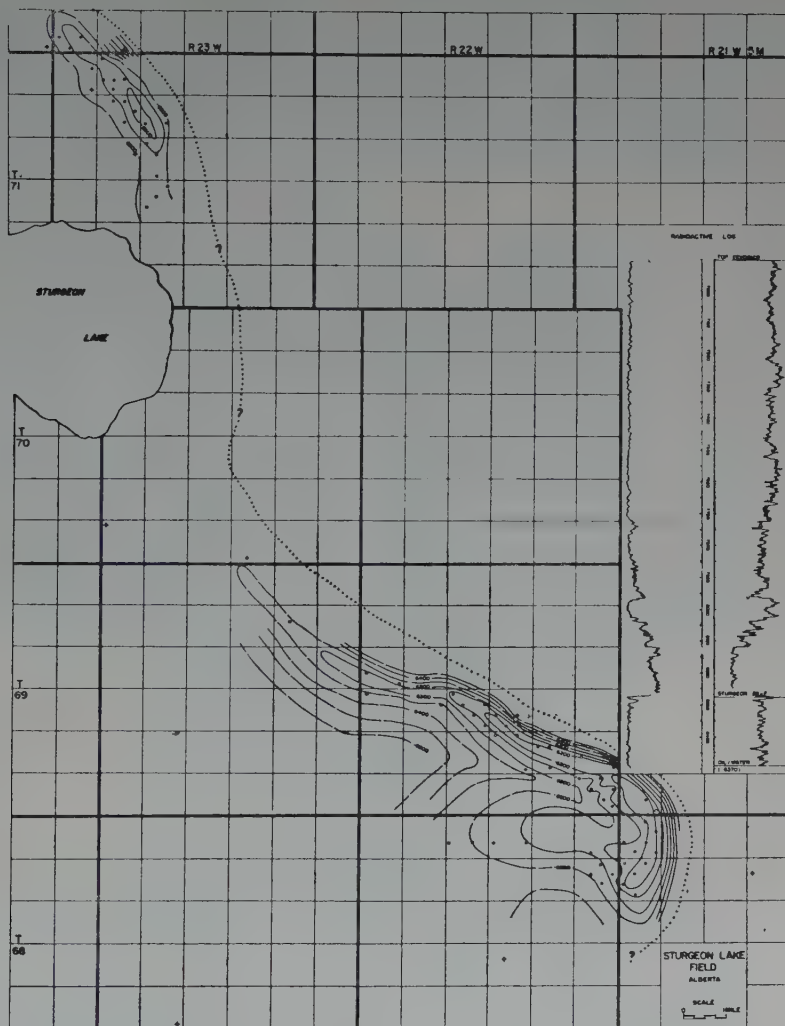


Fig. 24. Sturgeon Lake Field. Contours on top of Leduc Formation and Radioactive log of portion of Devonian. "Sturgeon" Reef or Leduc equivalent is the reservoir. Dotted line indicates eastern edge of Leduc Formation (E. O. Abbott).

rock is a typical reefoid dolomite, equivalent in age to the Leduc reefs of Central Alberta in its lower parts, and to the Nisku of the same area in its uppermost portion. Average pay thickness in the South field is about 72 feet, in the North about 65 feet. It is probable that the division of the area into two fields is valid, as the difference in the oil/water contacts is considerable, being -6326 feet in the North field and -6370 feet in the South Field.

Structure

The Sturgeon Lake fields are located on the south flank of the Peace River Arch and on the east flank of the Alberta Syncline. The structure of the fields is primarily associated with sedimentation and modified by a later regional, 50 feet per mile, tilt to the southwest. This causes the oil accumulation on the high along the present updip edge of the reef. Minor folding and faulting may be present, however, they are not recognized at this time. The concept of variable amounts of reef growth on the underlying formation adequately accounts for variations in the thickness of the reef. The greatest thickness of reef build-up is several miles west of the drop-off edge. The rate of increase in thickness is generally less than the southwest regional dip. The topography of the reef has very little effect on the structural configuration of the overlying sediments.

Fenn-Big Valley Field

(R. Williams)

Introduction

The Fenn-Big Valley field is situated in Townships 35, 36 and part of 37, Range 20, W4th Meridian, approximately 100 miles northeast of Calgary, Alberta, Canada. The discovery well at Big Valley was Canadian Gulf Big Valley No. 7 (7-10-35-20-W4) and was put on production from the Leduc reef on September 28, 1950. Canadian Gulf Big Valley No. 9 (9-10-35-20), although not the discovery well, was the first well to be put on production from the Nisku on November 2, 1950.

The next major stepout discovery was in the Fenn field with Canadian Gulf C.P.R. Gouch No. 10 (10-23-36-20-W4). This was fol-

lowed by Canadian Gulf C.P.R. McAllister No. 9 which was drilled midway between the Big Valley and Fenn Fields and showed that all three discoveries were made in a common reservoir. Later development and step-out drilling indicated a similar water line in the Nisku at all three pools. The oil accumulation in the Nisku is considered a major oil deposit with original recoverable reserves in the order of 120,000,000 barrels, whereas the oil accumulation in the Leduc formation is a relatively minor deposit.

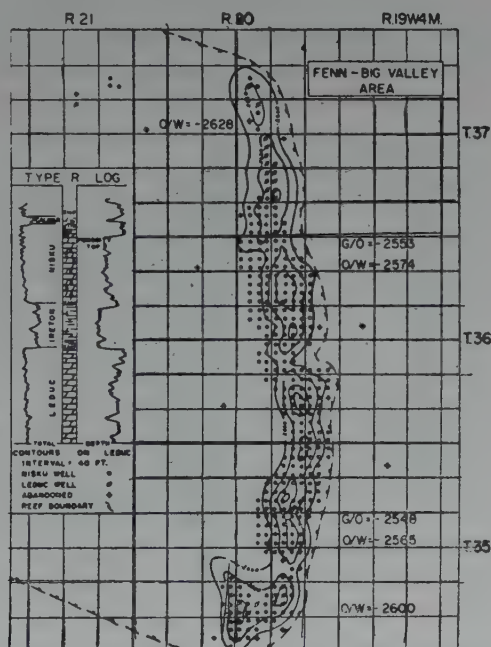


Fig. 25(a). Contours on top of Leduc Fm.
Hachured line indicates limit of reef.
(R. Williams).

A further discovery was made in the Leduc to the north of Fenn when Canadian Gulf Dupont No. 8 (8-10-37-20 W4) encountered commercial oil and was put on production on December 9, 1954. The Nisku formation loses its porosity in this area, however, due to anhydrite infill.

Stratigraphy

The geologic sequence of the producing zones is shown on the radioactive logs accompanying the structural maps. The Calmar silt zone which overlies the Nisku formation is approximately 15 feet thick and consists of silt, shale, anhydrite and minor dolomite. The Calmar usually shows distinctive electric-log and radioactive-log characteristics.

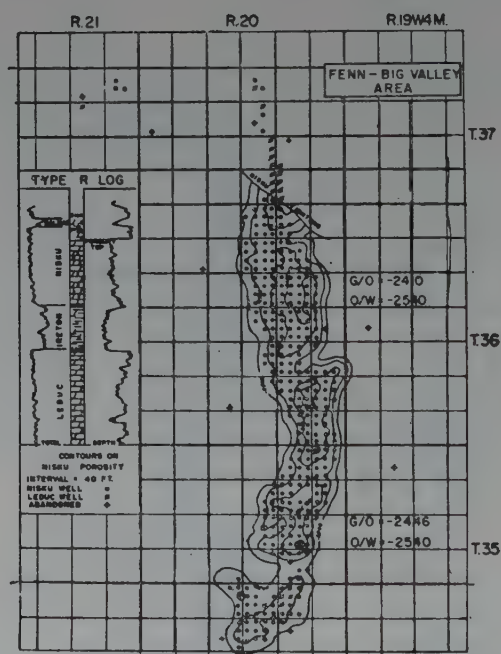


Fig. 25(b). Contours on oil pay in Nisku
(R. Williams).

The Nisku formation varies in thickness from 70 feet in the south to 130 feet in the north and consists of evaporitic dolomite, reefoid dolomite, and anhydrite. The upper part of the Nisku consists of interbedded evaporitic silty dolomites and silty anhydrite as opposed to the lower part which is marine reefoid and consists of crystalline to granular dolomite with vuggy porosity. The reefoid dolomite is the reservoir rock.

The Ireton formation which underlies the Nisku has a maximum thickness in the general area of some 640 feet where no Leduc reef is present and a minimum of 35 feet over the reef. This formation is made up of greyish green dolomitic shale and argillaceous dolomite with minor anhydrite.

The Leduc which is a dolomitized limestone reef body has a maximum thickness to date of 815 feet in this field and is composed of white to cream crystalline dolomite with intercrystalline, vug, and fracture porosity. Gastropods, crinoids, algae and brachiopods are present but these are dolomitized so that specific identity is impossible. In comparison to the Nisku, the Leduc is a relatively minor oil and gas reservoir in this field.

Structure

The Fenn-Big Valley pool lies just to the south of the Stettler field and both fields are located on what has been called the Stettler reef. This reef body is some 24 miles long and 8 miles wide. Traps for oil and gas are present in the up-dip eastern edge of the Stettler reef and also in irregularities on the western edge. The oil and gas accumulation in the porous section of the Nisku is a result of the draping of this formation over the reef giving a closure to the water line of 160 feet with an average oil pay thickness of 51 feet. The gas-oil contact is at -2410 feet and the oil-water is at -2540 feet. The southerly Leduc producers have thin gas caps with an oil pay of approximately 10 feet. The northernmost Leduc pool has no gas cap and an average oil pay of 20 feet. Average drilling depth to the Nisku is 5150 feet and to the Leduc is 5300 feet.

Sundre and Westward Ho Fields (E. O. Abbott)

Introduction

The Sundre and Westward Ho fields are located approximately sixty miles northwest of Calgary. The discovery well, Hundson's Bay Oil & Gas Sundre No. 1, in Lsd.1, Section 4, Township 34, Range 5, W5M, was located on a seismograph anomaly, drilled to the Leduc reef, and later plugged back and completed in the Mississippian

(Elkton member), January 29, 1955. As of November, 1955 there were nine completed wells in the Westward Ho field and ten completed wells in the Sundre field.

Stratigraphy

The geologic sequence is similar for both fields. The electric log accompanying the Mississippian contour map shows only a portion of the stratigraphic section of the Mississippian. The average depth to the Mississippian at Sundre is 9125 feet and 8775 feet at Westward Ho. The reservoir rock is a dolomite at Sundre and a limestone and dolomite

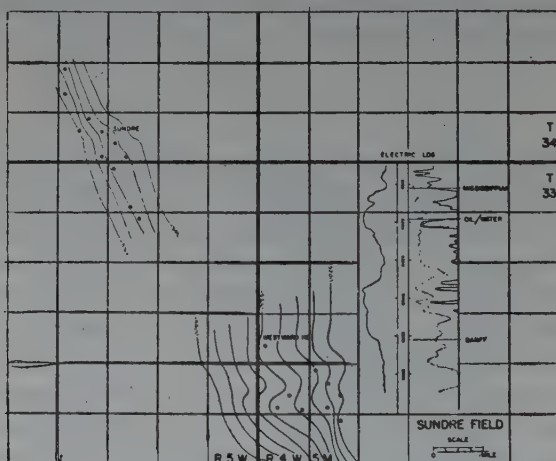


Fig. 26. Sundre Field contours on top of Mississippian.
(E. O. Abbott).

at Westward Ho. The average thickness of pay is 50 feet at Sundre and 35 feet at Westward Ho. The area shown is presently broken up into two fields because of the difference in the gas/oil contacts of -5210 feet at Westward Ho and -5430 feet at Sundre. The water contact at Sundre is -5540 feet. No water has been found at Westward Ho in the reservoir.

The accumulation of gas and oil in the two fields is believed to be due to a stratigraphic trap at the Mississippian unconformity.

Structure

Contours on top of the Mississippian (an unconformity) show only a west-southwest dip of about 75 feet to the mile. Further drilling to

the east of the fields may demonstrate closure in the Mississippian topography. However, if the erosion surface coincides with the rate of regional dip, it is probable that no closure will exist.

The regional west-southwest dip of a true, marker in the Mississippian is approximately 200 feet to the mile with no apparent closure. The Cretaceous beds above the Mississippian generally reflect the topographic relief of the unconformity.

Lloydminster Field

(J. R. Cuthbertson)

Introduction

The Lloydminster oil and gas field straddles the Alberta-Saskatchewan boundary 300 miles north of the United States boundary. The field is named after the town of Lloydminster which is centrally located in relation to eight pools scattered over an area 35 miles long and 2 to 8 miles wide.

The discovery of gas in commercial volumes was made in the spring of 1934 when Lloydminster No. 1 well, one-half mile north of the town, blew in. Oil was first indicated in quantity in 1936, but not until 1939 did the first well, Lloydminster Royalties No. 1, produce oil. Since 1939, over 1,150 wells have been drilled and today, some 815 wells are capable of producing.

Geology

Production of oil and gas is obtained from three sand members of the Mannville formation of Lower Cretaceous age. The Mannville lies unconformably on the eroded Paleozoic surface and is divided into numerous marine and non-marine shales and sands.

The Colony sand member at the top of the Mannville is the main gas bearing horizon. In wells where the Colony is productive, the sand is principally a light grey, fine grained, well rounded, unconsolidated quartz sandstone. Elsewhere it is commonly silty and tight. The gas from the Colony is clean and odorless and presents very few production problems. The Colony sand produces oil at only one locality (not shown on map).

In drilling operations, a thin coal bed is penetrated about 140 feet below the top of the Mannville formation. Below the coal there are usually a few feet of shale above the Sparky member. The Sparky sands are the main reservoirs for oil at Lloydminster. The sands vary in thickness from 5 to 25 feet, and average 12 feet of productive sand. They are a well sorted, rounded, fine grained, unconsolidated clear quartz sand with a porosity of 20 to 35 percent and a permeability of 500 to 3,500 millidarcies. In most cases the upper section of the Sparky sand is the better producer. Gas in small quantities is commonly associated with the oil and in wells that are extremely high on structure, the Sparky is gas bearing.

Immediately below the Sparky is the G. P. (General Petroleums) member. The G. P. sand is not as widespread as the Sparky but possesses the same lithologic characteristics when present.

The gas and oil traps of the Lloydminster field are both structural and stratigraphic. Local structural highs are present on the various producing pools and laterally the sands are limited by pinchouts and by channelling that has removed the sand and replaced it with shale. The oil traps in the Sparky member are very closely associated with these channel barriers.

Production

Average depth of the producing Sparky member is 1,900 feet. All wells are pumped and the main production problems are caused by water and sand coming in with the oil. The field average per well per month is presently 430 bbls. of oil and ultimate recovery varies from 20,000 to 100,000 bbls. per well. Common spacing practice today is a 20 acre pattern, although, much of the field has been drilled on a 10 acre pattern. Because the oil has a high viscosity there are no pipelines or batteries in the field. Each well has its own storage tank and the oil is pumped directly from the well into the tanks. Size of the tank varies from 250 to 750 bbls. with the 750 bbl. tank taking the preference today. Heaters are installed in the tanks to keep the oil less viscous and also to break out some of the water. Individual separators are sometimes used to remove the water, especially on older wells where the water production is high. All the oil produced is hauled by tank trucks from the storage tanks to the refineries.

Refineries

The oil produced varies from 13° to 18° A. P. I. gravity, averaging about 15° . The crude is a black asphaltic oil. Two refineries in the town of Lloydminster have a combined capacity of 11,500 bbls. of crude per day. Main products from the oil are a very high quality asphalt, fuel oils, diesel fuel and some gasoline.

Joarcam Field (G. W. Charlton)

Introduction

The Joarcam Field, located just southeast of Edmonton, in the original stages of its development consisted of three separate pools—Joseph Lake, Armena and Camrose. The initial discovery was Superior Joseph Lake 1 in Lsd. 11, Sec. 22, Twp. 50, Rge. 22, W 4th Mer.,

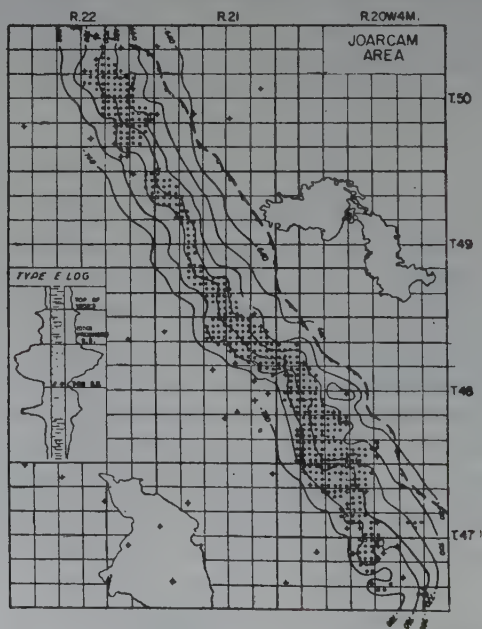


Fig. 28. Contours on top of Viking member. Hachured line indicates approximate trend pinch-out of Main Sand Member (G. W. Charlton).

drilled in February, 1949. It was located on a seismograph anomaly and penetrated to the Duvernay shale of Devonian age and was plugged back to the Viking for production. The Camrose discovery well, Anglo-Home C. & E. Camrose No. 5 in Lsd. 14, Sec. 29, Twp. 47, Rge. 20, W. 4th Mer. was completed on March 8th, 1951. The Armena discovery well was Homestead North Canadian Armena No. 2 in Lsd. 9, Sec. 27, Twp. 48, Rge. 21, W. 4th Mer. Subsequent drilling proved the trend to be continuous so the name Joarcam was created by a Conservation Board order on March 1st, 1954. Initial productivities ranged up to 1000 barrels per day, but the Conservation Board has established an M.P.R. of 37 barrels per well per day.

Stratigraphy

The productive horizon in the Joarcam field is the main sand of the Viking, a member of the Colorado group. Drilling depths to this horizon vary from about 3180 feet, to 3325 feet. The various sands of the Viking member are shown on the electric log accompanying the contour map. The accumulation is essentially a stratigraphic trap caused by updip facies change of the main sand of the Viking member to shale. The regional dip is to the southwest and is very gentle. A gas cap of considerable area remains mostly undrilled on the northeast side of the field. The productive sand is fairly constant in thickness but numerous shale lenses do occur within it. The average pay thickness for the Joseph Lake section is 11 feet, the Armena section 14 feet and 7 feet for the Camrose section. Apparently the Viking sands were deposited in quiet, clear, fairly shallow water in a shelf type environment with the source of sediment some distance to the south or southwest and the open sea being to the northeast. Subsequent orogeny has given the sediments their gentle southwest regional dip.

Structure

The Joarcam field is situated on the east central part of the Albert homocline. The regional dip averages 25 feet to the mile and the field does not have any closure. The gas is in the highest part of the trap but the oil occurs progressively lower southeastward along the trend. Although the gas oil line only varies from -724 feet to -728 feet the oil-water line varies from -730 feet to -808 feet. This south-

eastward tilt could be explained in the following ways. a) a change in the regional strike plus slight local folding has taken place after accumulation of the hydrocarbons, the oil-water line having failed to adjust because of resistance to flow. b) a series of separate oil-water levels maintained by shale lenses and lenses of tight sandstone, with the possibility of the effects of differential entrapment being of considerable significance in this case. The reservoir energy may be derived partially from bottom water but increasing gas-oil ratios indicate that a good part is derived from the dissolved gas.

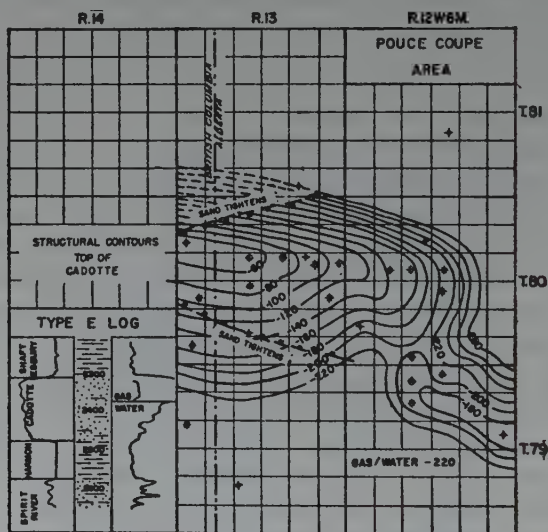


Fig. 29. Contours on top of Cadotte (Viking Member).
(F. Philips).

Pouce Coupe Field (Fred Philips)

Introduction

Oil seepages were discovered in the bed of the Pouce Coupe River before 1918. These seeps are probably from the Dunvegan Formation which is exposed at river level. The Northwest Co., a subsidiary of Imperial Oil, commenced a cable tool well in 1923 on legal subdivi-

sion 15, section 21, township 80, range 13, West of the 6th Meridian. No oil was found but the well encountered large flows of gas from the Cadotte (Viking) sandstone at a depth of 1672 feet.

Drilling activity was resumed in 1942 during the Alaska Highway project when it was thought that a gas supply for the base camp would be required.

In 1947 the Peace River Natural Gas Co., Ltd., began operations in the British Columbia part of the Pouce Coupe area and exploration and development of the field has continued since then.

Stratigraphy

The Cadotte member of the Peace River formation rests conformably on the Harmon marine shale member of the same formation. It is overlain by the Shaftesbury marine shale formation.

In the Pouce Coupe area, the Cadotte sandstone grades downward from interbedded glauconitic fine-grained sand and black shale into a clean quartz sand. Locally the Cadotte may be calcareous or sideritic. Rare chert pebbles occur. The Cadotte ranges in thickness from 40 to over 100 feet. It is a widespread marine sand with porosity in the order of 18%.

Structure

Structural contours on top of the Cadotte indicate essentially a southeastward plunging nose. The axis of the Pouce Coupe field is continuous with the structural axis of the Fort Saint John field in British Columbia. This suggests that the Pouce Coupe structure lies along the same uplift. To the east, the Pouce Coupe field appears to be separated from the Gordondale area by a structural saddle. However it is thought that this saddle does not fall below the water line to separate Pouce Coupe and Gordondale pools. This is substantiated by the fact that the water lines in the two areas are practically the same. In addition, there is very little difference in pressures between the two pools. The water line in the two areas is at about 220 feet below sea-level.

Gas accumulation is a combination of a structural and a stratigraphic trap. The stratigraphic trap is one of the "pinch-out" type.

To the northwest the sand becomes fine-grained, shaly, and loses its permeability. Hence very little of the structure in British Columbia has reservoir value.

Athabasca Bituminous Sands

(By Wm. C. Gussow)

The so-called "Athabasca tar sands", or "McMurray oil sands", represent the largest single accumulation of petroleum known to man. Their origin is controversial. Many descriptions of these deposits, and theories as to their formation, have been published since they

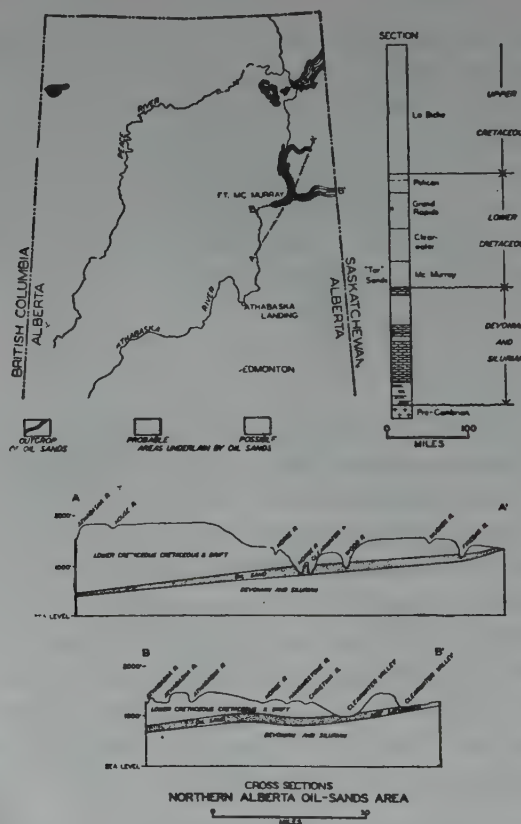


Fig. 30. Distribution, Lithologic Column and diagrammatic cross-section of Athabasca Tar Sand (W. Gussow, from AAPG Vol. 25, No. 8, pp. 1447-1456).

were discovered in 1788, and the reader is referred to the selected references which are appended, for details.

The Athabasca bituminous sands outcrop in the vicinity of McMurray in northeastern Alberta, and the reservoir rock is the McMurray formation of basal Lower Cretaceous age. This lies on a truncated Palaeozoic erosion surface with a slight angular unconformity. Dense grey limestones of the Waterways formation (Upper Devonian) immediately underlie the McMurray formation in the McMurray area. Progressively younger Devonian strata are truncated westward, while older Devonian formations are exposed east of McMurray until, eventually, Middle Devonian rocks lie directly on the Precambrian granites of the Canadian Shield. The McMurray formation is immediately overlain by the Clearwater formation, which is 275 feet thick and is predominantly a soft grey to black shale with a typical basal glauconitic sand, and contains a marine fauna that is post-Aptian (Lower Cretaceous) in age. The McMurray formation is characterized by cross-bedding and considerable variation in grain size. It is essentially composed of lenticular sands, silts, and clay of all dimensions, and contains occasional tree trunks and lignitic beds in the upper part. It varies considerably in thickness and has a maximum known thickness in the vicinity of McMurray, where it is 180 to 200 feet. It gradually pinches out eastward by onlap, until the Clearwater lies directly on the pre-Cretaceous erosion surface.

The Athabasca bituminous sands contain a heavy, black, viscous, asphaltic crude which is about 10° API in fresh samples. It has a high sulphur content that ranges up to 5 percent and is largely elemental sulphur. Published estimates of reserves for these deposits give a minimum of 100 billion barrels of crude, and up to 500 billion. Various theories have been put forward to explain the genesis of this oil, such as the *in situ* theory, championed by Thompson, Ells, Ball, and Corbett; the Clearwater shale source theory by McLearn; the Cretaceous origin by Hume; the residual theory by Slipper; and the Palaeozoic source by Bell, McConnell, Sproule, Link, Williams; *et cetera*. Most of these hypotheses are not entirely satisfactory as they conflict with the known geological evidence.

The Athabasca bituminous sands are postulated to be a gigantic stratigraphic-trap accumulation. This was controlled by structural conditions, and a gas cap occupied the updip pinchout edge, explaining

the clean white McMurray sands which are exposed along the Clearwater River from east of McMurray into Saskatchewan. A 300-foot oil column accumulated below this gas cap and is now exposed for over 100 miles along the Athabasca River, north and west of the settlement of McMurray, and for 30 miles east of McMurray on the Clearwater River. The relationship of oil, sand, and water in the McMurray bituminous sands is typical of a sand which was preferentially saturated by water, and into which the oil has migrated. Distant migration is undeniable.

The fact that the McMurray oil sands are low-gravity asphaltic sand has been the greatest obstacle to a solution of their origin. They have generally been regarded as young oils. In reality, normal light paraffinic crude is believed to have migrated updip out of the supply basin along the pre-Cretaceous unconformity, and was then converted into asphaltic crude by bacterial cyclization. At the same time, sulphates (and trace metal salts) in solution in the reservoir waters, were reduced to elemental sulphur in the presence of hydrocarbons.

A similar accumulation occurs at Lloydminster, 250 miles south of McMurray. This is also in Lower Cretaceous sands, but this field has not been exposed by erosion and is under-saturated with gas. The saturation pressure indicates a mid-Cretaceous time of accumulation and it is probable that accumulation at McMurray occurred at approximately the same time. The great size of the former Athabasca oil field is accounted for by the fact that it is a terminal trap at the highest culmination on the pre-Cretaceous erosion surface, and was fed by a large supply basin of some 250,000 square miles. At the time of migration (in mid-Cretaceous time), few downdip traps existed in the basal Cretaceous sands, and most of the hydrocarbons in the basin migrated updip into the terminal trap.

Turner Valley oil and gas field
(W. B. Gallup)

The Turner Valley oil and gas field is approximately 25 miles southwest of Calgary on the outer or east edge of the Foothills Belt of the Canadian Cordillera. The first well was drilled in 1913 and completed as a gas well in the Lower Cretaceous. The discovery well in

the Paleozoic, Royalite No. 4, blew in, in 1924, producing 500 barrels of naphtha per day. The main productive reservoirs are in rocks of Mississippian age.

The Turner Valley gas and oil field is somewhat typical of fields in the Alberta foothills as they are presently understood, although more complicated structurally, than others. It is a large overthrust feature consisting of two structural identities: the Turner Valley structure proper which is a faulted anticline slightly overturned to the east and the

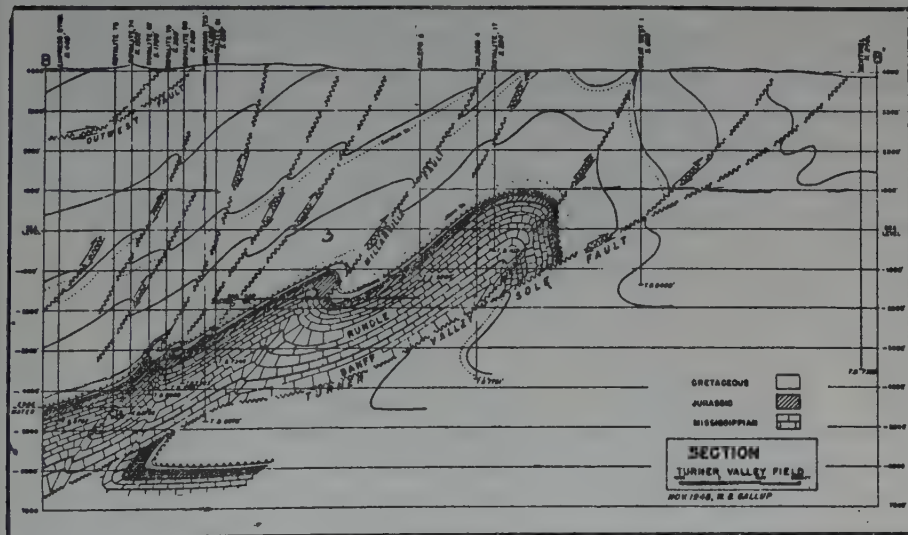


Fig. 31(a). West-East section of Turner Valley Field.

Millerville structure which is a series of fault blocks, somewhat en echelon, developed over the north plunging nose of the Turner Valley feature. The section shown in Figure 30 (a) is across the central portion of the field and what may be the southern extension of the Millerville structure appears even here.

The producing relief is about 5500 feet while the structural relief is in the order of 6000 feet. The maximum horizontal movement is probably about 15,000 feet.

The reservoir rock is a bioclastic Mississippian dolomite and has been identified as Osage in age³. There are two porous zones, the upper

³ D. G. Penner, Royalite Oil Company. Personal Communication.

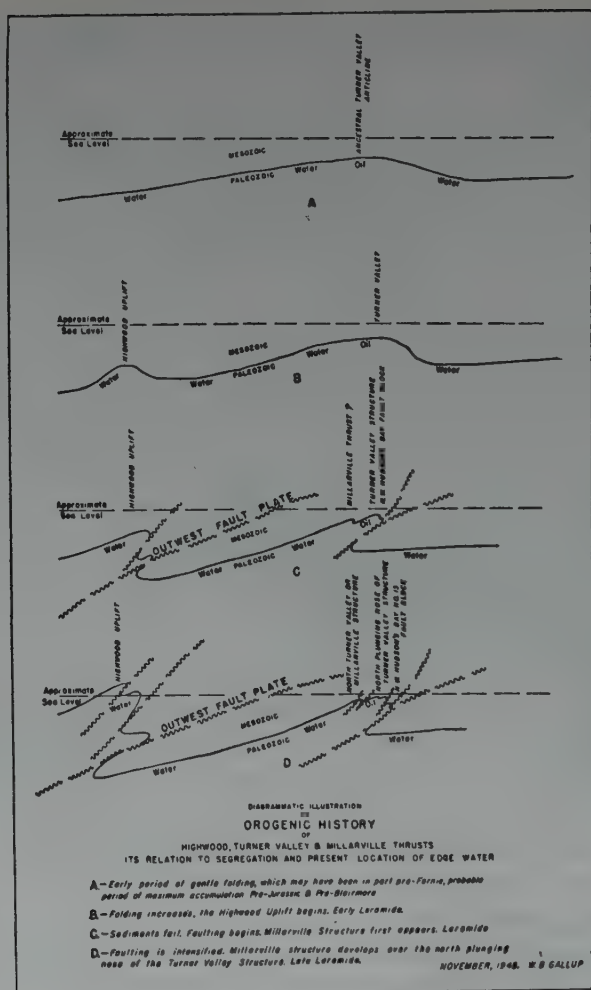


Fig. 31(b). Diagrammatic Illustration of Orogenic History of Turner Valley Area.

being 100 feet thick and fairly consistent throughout the field, the lower being 0 to 60 feet thick and of rather erratic development. The average thickness of porous beds for the field is 146 feet and the average porosity is 7.5%. Porosity is due mainly to leaching of fossil remains, the majority of which are crinoid fragments. Permeability of this rock is low but fracturing is common and greatly affects the productivity

of the wells. Permeability calculations from productivity indicate a range from 23.1 to 2.46 millidarcies with an average of 6.84 millidarcies, calculated on a few wells only. The figure of 23.1 comes from a fractured section.

There is evidence of pre-Cretaceous folding and it is probable that accumulation took place in this ancestral structure. Since the porous beds cannot be carried even into the Highwood structure immediately west of the field, it is possible that the ancestral trap was a combination of structure and stratigraphy.

The Highwood uplift, although considerably higher structurally, contains only water with traces of gas. Figure 31 (b) illustrates that the Highwood structure was much younger, being solely Laramide in age and that it involved Mississippian strata which were the water-flooded west limb of the ancestral Turner Valley structure. The field may be said to exist despite the Laramide rather than because of it.

"Granite Wash" Pools

(Fred Philips & George Charlton)

Introduction

The "Granite Wash" is the oldest known productive reservoir in Western Canada. The oil accumulations in this reservoir are not economically important as yet but may be in the future. The oil accumulations in the "granite wash" have been restricted to the flank areas of the Peace River "high" (see Figure 32). However, this may be coincidental as the majority of tests drilled to the Pre-Cambrian in Western Canada have been located in the Peace River area. The crude in all the known pools is a light gravity oil between 35° and 40° API.

Lithology

The "Granite Wash" consists of quartzose, arkosic sandstones, grey and green shales, quartz silts, glauconitic sandstones and carbonates. It is lenticular and the lithology can change rapidly within relatively short distances. For this reason the known pools are of limited areal extent. The thickness of the "Granite Wash" is also variable within short distances. The maximum thickness is in the hundreds of feet and can be almost nil were a Pre-Cambrian erosional ridge is present.

Age

The "Granite Wash" was deposited before and shortly after the close of the Middle Devonian. Middle Devonian sediments (Elk Point Group) overlie the "Granite Wash" in the flank areas of the Peace River "high". Middle Devonian sediments were not deposited on the uplands of the "high" and there Upper Devonian rests on the "Granite

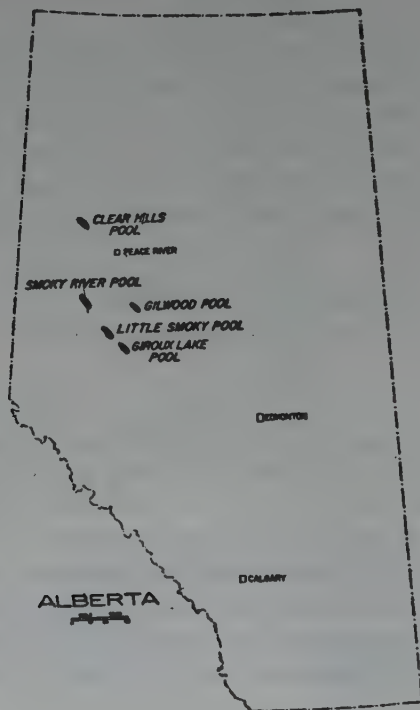


Fig. 32. Location of known "Granite Wash" oil pools. Indicated productive areas are greatly exaggerated.

Wash". After the initial deposition of "Granite Wash", further relative uplifts of the "high" occurred and resulted in layers of "wash" in and superjacent to the Middle Devonian. As the name "Granite Wash" implies, the sediments were derived from the exposed Pre-

Cambrian crystalline basement rocks, and reworked by the transgressing Middle Devonian seas.

SASKATCHEWAN & MANITOBA

Except for the most westerly part of Saskatchewan, the sedimentary areas of Saskatchewan and Manitoba are an integral part of the Williston Basin which extends south into North Dakota, South Dakota and Montana. The known oil and gas accumulations in Canada are confined to three areas:

- 1) the fields of southeastern Saskatchewan and southwestern Manitoba (Souris Valley) which produce medium and light gravity oil from Mississippian sediments.
- 2) fields of southwestern Saskatchewan which produce heavy and medium gravity crude from Jurassic and Lower Cretaceous sediments and,
- 3) the oil and gas pools of the general Coleville-Smiley area which produce heavy and light gravity crude from Mississippian and Lower Cretaceous sediments.

The Lloydminster and associated areas which produce heavy gravity crude from Lower Cretaceous sands have been discussed previously under fields in Alberta. The Fosterton to Rapdan trend of Jurassic and Cretaceous fields in southwestern Saskatchewan will be discussed first, followed by the Mississippian fields of the Souris Valley area and then the Coleville-Smiley area.

*Jurassic and cretaceous fields
in the
Fosterton to Rapdan Trend
(J. Goodman)*

Introduction

The progressive discovery of the one hundred mile long north-south line of thirteen scattered oil pools started in January of 1952 with the drilling of Socony Western Prairie Roseray No. 1. Subsequent exploration revealed the long trend. Medium gravity crude and some natu-

ral gas is produced from three formations of Jurassic age and one basal sand member of Lower Cretaceous age. The more significant fields and pools are discussed in general while the Fosterton Field is given more detailed attention to show the stratigraphy and structure and other pertinent data.

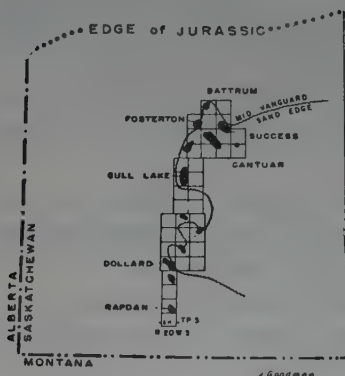


Fig. 33(a). Southwestern Saskatchewan showing Jurassic Oil Fields.

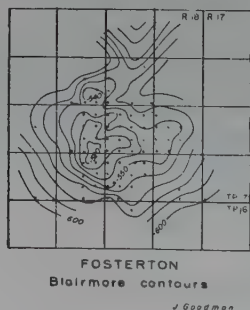


Fig. 33(c). Fosterton Field showing contours on top of Blairmore Formation.

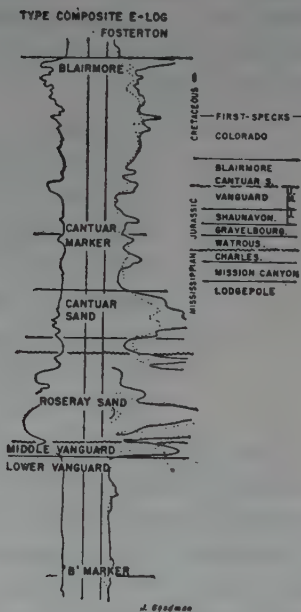


Fig. 33(b). Composite Electric Log of Fosterton Field with field nomenclature and formations of Jurassic and part of Cretaceous and Mississippian.

Fosterton Field (Discovered January 22, 1952).

The discovery well, Socony Western Prairie Roseray No. 1, was located on a Blairmore seismic anomaly with supplementary information from core drilling. The location of this well is lsd. 2-10-17-18 W3, and oil is being produced from the Roseray Sand at 3070 to 3130

feet (670 feet to 730 feet subsea). This sand is considered to be of Jurassic age at or near the Cretaceous-Jurassic unconformity.

The reservoir consists of re-worked, well sorted, fine grained sand-bar or beach material derived from the Vanguard sandstone (Figure 33 (b)) which is approximately Oxfordian in age, although this is subject to further paleontological confirmation.

The generalized electric log and section (Figure 33 (b)) shows two main stratigraphic breaks, one just above the Middle Vanguard Sandstone and the other above the Roseray Sand. There are probably other smaller breaks within this zone indicative of advancing and retreating shore lines where sands were eroded, washed, sorted, and accumulated as lenticular deposits with lateral facies changes with increasing and decreasing shale and clay content.

The oil probably originated in Lower Vanguard Shales in the Williston Basin area to the south east and as compaction proceeded migrated up dip and finally accumulated in these porous sand bodies, and was trapped along the north-westerly edge of the Williston Basin by up-dip pinchouts and facies changes, combined with gentle structural uplift. These latter movements were probably continuous and exercised control over sedimentation.

Oil accumulation may therefore be regarded as due to a combination of these structural and stratigraphic factors.

In view of the fact that these various pools lie on a fairly straight line (Figure 33 (a)) from which the subcrop edge of the Middle Vanguard Sand deviates, it is possible that regional structure was the dominating factor and that this structural expression in Jurassic and Cretaceous formations reflected repeated small movements in the Pre-Cambrian basement.

Initial production from Roseray No. 1 was 298 barrels per day of 24° API intermediate crude through a $\frac{1}{4}$ inch choke with a Gas Oil Ratio of 17 cubic feet per barrel. The pay zone varies over the field from 11 feet to 63 feet with 39 feet average.

Cantuar Field (discovered July 29, 1952).

Discovery well - Socony Western Prairie Cantuar No. 2-14, (14-2-16-17W3). T.D. 4150' (1656' subsea). Pumper.

Cantuar Sand (Basal Blairmore, L.C.) and Roseray Sand with top at 3270'. I.P. 200 b/d, API 12° from Roseray, 500 b/d API 23°

from Cantuar. Structural trap. Average well 3200'. Average net pay 48' all zones, 32' Cantuar Sand. Producers as at September 30/55 100. Total Production to July 31, 1955 - 334,945 bbls.

Success Field (Discovered August 25, 1952)

Discovery well - Socony Western Prairie Success No. 3-6B, (6-3-17-16W3). T.D. 3185' (755' subsea). Commercial production in Roseray Sand. Clay development erratic and affects reservoir.

Clean sand. Porosity range 21% - 38%. Horizontal permeability 150 to 3900 m. G.O.R. 120 cubic feet per bbl. 22° API. I.P.s vary from 350 b/d on a 3/8" choke, 10 feet of perforations, to 75 b/d on pump. Producing from 3095' (665' subsea). Stratigraphic and structural trap. Average well depth - 3200'. Average net pay 27'. Producers - 80. Cumulative production to July 21/55 - 923,391 bbls.

Gull Lake Field (Discovered December 5, 1952, June 7, 1953)

Discovery well - Anglo American Gridoil Gull Lake No. 1, (4-2-13-19W3). 4300' T.D. (1626' subsea). Producing from Cantuar Sand, Middle Vanguard and Shaunavon. Tops 3921' and 3974'. 20' of pay. I.P. 150 b/d, 22.7° API. Zone discovery well - Anglo American Gridoil Gull Lake No. 6-13A, (6-13-13-19W3). T.D. 4002' (1356' subsea). Cantuar (Basal Blairmore, L.C.) top at 3530'. 15' net pay. I.P. 150 b/d, 24° API. Stratigraphic and structural trap. Average 20' pay in Lower Cretaceous, 10' in Jurassic. Production to end of 1955 - 549,476 bbls.

Rapdan Field (Discovered February 12, 1953)

Discovery well - Tidewater Rapdan Crown No. 1, (15-2-4-20 W3). T.D. 4700' (1665' subsea). Producing from Upper Shaunavon at 4524' (1489' subsea). Net pay 37'. 100 bbls/d, API 23°. Stratigraphic and structural trap. Average depth 4650'. Average net pay 20'. Producers - 11. Cumulative to July 31/55 - 23,633 bbls. No development in 1955.

Dollard Field (Discovered June 8, 1953)

Discovery well - Tidewater Dollard Crown No. 5-21 (5-21-7-20W3) T.D. 4904' (1766' subsea). Upper Shaunavon top 4553'. 16'

net pay. I.P. 240 b/d, API 23°. Stratigraphic and structural trap. Average depth 4600'. Average net pay 24'. Producers at September 30/55 - 42. Cumulative to July 31/55 - 462,658 bbls.

Battrum Field (Discovered February 3, 1955)

Discovery well - Socony Woodly Southern Battrum No. 28-6, (6-28-18-17W3). February 3, 1955. T.D. 3141' (829' subsea). Producing from Roseray Sand and also from the Battrum Sand which is approximately equivalent to the Cantuar Sand. 12' net pay. I.P. 432 b/d, API 18.6°. Average well depth - 3,200'. Stratigraphic trap. Average net pay 15'. Producers to December 31/55 - 24. Cumulative production to July 31/55 - 2,182 bbls.

Mississippian Fields
(G. B. Darling)

Introduction.

To date, over 60 percent of the proven oil reserves in the Canadian portion of the Williston basin is confined to rocks of Mississippian age. During Mississippian deposition the heart or centre of the basin lay south of the International Boundary in the United States. Therefore, in Canada the Mississippian is largely represented by thin sediments on the margins of the basin.

Figure 34 is a regional sub-crop and isopach map of the Mississippian in 500 foot contours showing its zero edge and the thickening of the beds towards the heart of the basin. Black circles indicate the Mississippian oil pools which are restricted to the northeastern flank and extreme northwestern flank of the basin. A more detailed isopach map would show that the Bowdoin dome was not positive during Mississippian time and that the Williston basin was connected to the Alberta basin. The wedge edge of the Mississippian is both depositional and erosional. The Mississippian of southeastern Saskatchewan and southwestern Manitoba (hereafter called the Souris Valley area) is readily broken down into four formations which in ascending order are the Bakken, Lodgepole, Mission Canyon and Charles. The sub-crop map shows their areal distribution and to a

MISSISSIPPIAN ISOPACH AND SUB-CROP MAP

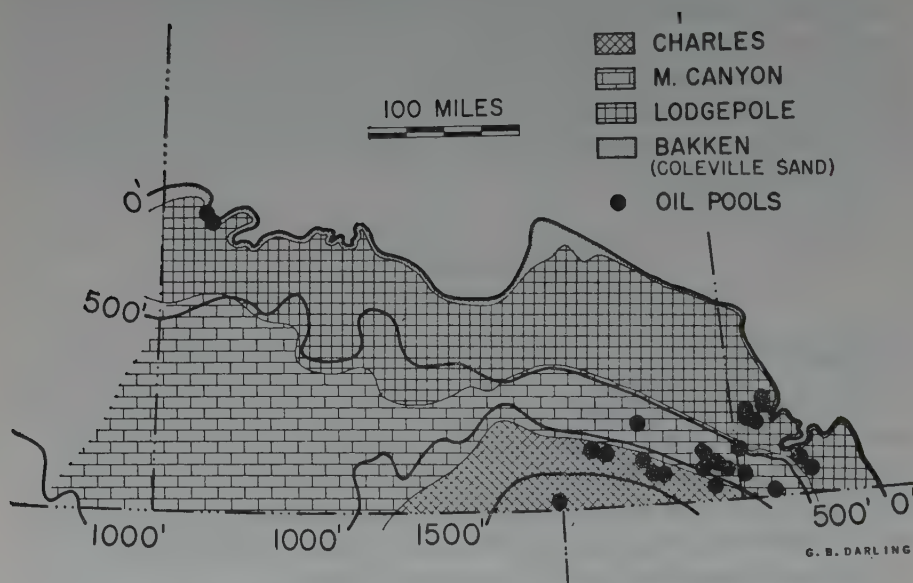


Fig. 34. Southern Saskatchewan and Southwestern Manitoba (G. B. Darling and staff of Imperial Oil Ltd.)

certain extent the relationship of the oil pools to these formations. In the Souris Valley area the Bakken contains several black petroliferous shales and a medial silty to sandy unit which sub-crops in a narrow belt near the Lodgepole's zero edge.

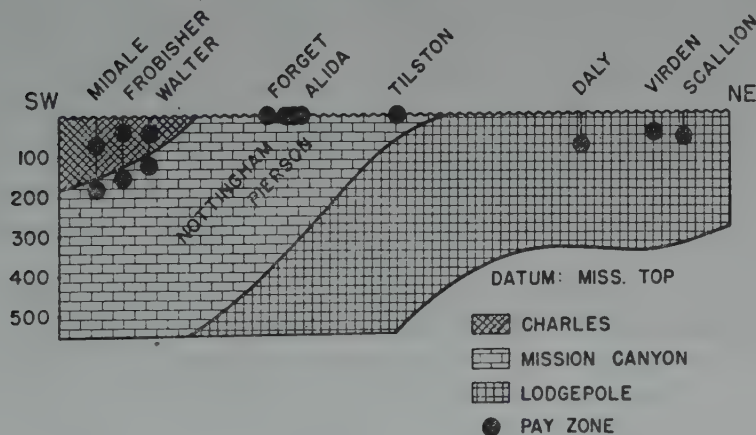
In the west and southwest part of Saskatchewan the Lodgepole and Mission Canyon are not as easily separated or correlated, and exhibit character more closely resembling that of the Banff and Rundle formations of Alberta. In the extreme west-central portion of Saskatchewan the basal part of the Banff formation contains a well developed sand called the Banff or Coleville member. This sand, which is a local facies, is a major heavy oil producer at Coleville and Buffalo Coulee.

Souris Valley Area

The Souris Valley area is receiving the bulk of exploration activity. The oil is of light gravity, low sulphur; shallow in depth and in an area accessible to markets. To date 23 oil fields or indicated fields have been discovered and a substantial number of wells have been abandoned with good oil shows.

Figure 34 shows that the oil pools of the Souris Valley area are restricted to a belt on the northeast flank of the basin. The following pools

RELATIONSHIP OF MISSISSIPPIAN POOLS TO THE UNCONFORMITY



G. B. DARLING

Fig. 35. Diagrammatic NE-SW cross section from Midale (southeast Saskatchewan) to Scallion (southwest Manitoba) (G. B. Darling and Staff of Imperial Oil Ltd.)

are outlined: Ratcliffe, Ralph, Midale, Forget, Lampman, Steelman, Frobisher, Rockland, Alida, Nottingham, Rosebank, Hastings, Ingoldsby, Carnduff, Pierson, Tiltson, Westover, Whitewater, Regent, Cromer, Ebor, Daly, Virden and Scallion. Detailed lithologic studies allow the formations to be divided into correlative units of silty argillaceous tight

and porous fragmental oolitic and crinoidal limestone members. The oil accumulations are in close proximity to the Mississippian unconformity and related to local facies or porosity belts. They are therefore essentially stratigraphic traps with structure playing a minor role in localizing the pools. Although the oil accumulation lies within the upper 100 feet, the sub-crop map does not in all cases represent the producing unit or formation. This is more clearly outlined by Figure 35, a southwest-northeast diagrammatic cross section which runs from approximately the Canadian-North Dakota border to the Scallion pool. The rapid wedging and truncation of the Charles, Mission Canyon and Lodgepole formations and the close proximity of the oil pools to the unconformity are evident.

Source-reservoir relationships in this area are considered obvious.

In the Souris Valley area the eroded Mississippian is overlain by red beds considered to be Jurassic in age. These nonporous rocks act as an excellent seal or cap to the Mississippian but cannot be considered as source beds. The Lodgepole formation is largely argillaceous in the deeper part of the basin but changes to a more pure carbonate facies on the shelf. The downdip argillaceous facies of the formation provide the logical source beds for the shelf production. The oil in the Mission Canyon and Charles is considered to have been generated in these formations with the Lodgepole's argillaceous facies providing additional source.

The time of accumulation is argumentative. Some geologists postulate Mississippian migration and accumulation -- the oil being trapped by local tight zones. This trapping exists in many pools where the very uppermost beds are non-porous. Abandoned pool stepouts are usually due to lack of porosity or erosion of the pay horizon.

If primary accumulation occurred it might be expected oil would be pooled in porous zones at depth below the unconformity. This is not so. In addition, if the oil were primarily pooled, post Mississippian erosion would cut into pools locally and cause leakage and consequently it would be expected to find some heavy gravity accumulations or tar pools. Such is not the case. In the Daly pool, which is of Lodgepole carbonate shelf facies there is considerable secondary silicification and anhydrite infilling. This is interpreted as being post Mississippian in age. If oil was primarily trapped here it appears logical to believe it would have resisted circulating ground, waters.

From the above evidence it is concluded that the migration and accumulation is post-Mississippian in age. The oil accumulated after Jurassic deposition in porous facies near the unconformity with the major accumulations being localized by minor structure. The overlying Jurassic red beds provided an effective seal. This theory provides an explanation for oil saturation and staining in secondary infilled zones, the absence of tar pools and the great areal extent of oil shows anywhere porosity is developed near the unconformity.

Midale Field (Souris Valley Area)

(G. B. Darling & Staff of Imperial Oil Ltd.)

Oil was discovered in the Mississippian Charles formation at Midale in May, 1953 by the Shell Oil Company. The discovery well, Shell Midale A-7-18, located in Lsd. 7, Sec. 18, Twp. 6, Rge. 10, W.2 was drilled on an indicated seismic anomaly. Its development has outlined the largest oil field in southern Saskatchewan.

The Midale field is situated 90 miles southeast of Regina, 30 miles north of the U.S.A.-Canadian boundary and 80 miles west of the Manitoba-Saskatchewan border. Geologically, the field is situated on the northern flank of the Williston basin and directly down-dip from the truncated edge of the Charles formation.

Production of 28° A.P.I. oil at Midale is from a fragmental limestone near the base of the Charles formation at a depth of 4600 feet. Above the Mississippian Charles formation, the stratigraphic section includes Jurassic, Cretaceous and Pleistocene sediments. Unconformably overlying the eroded Mississippian surface is the J4B or Watrous formation, consisting of basal red beds and interbedded anhydrite and dolomite. The remaining Jurassic sediments consist primarily of shale with interbedded limestones and sandstones. Directly overlying the Jurassic surface are interbedded sandstones and shales of the Blairmore formation. The remaining Cretaceous sediments consist of a monotonous sequence of dark grey shales of the Colorado group and grey silty shales of the Lea Park formation. The area is mantled with glacial drift averaging 600 feet in thickness.

A detailed lithological breakdown of the Charles formation is shown on Figure 36. Conformably overlying Mission Canyon formation is a

silty dolomitic limestone which grades locally to a shaly limestone. This is succeeded by a thin grey anhydrite bed which is the lower boundary of the Midale producing zone. The Midale producing zone is a fine to very fine fragmental limestone with interbedded crinoidal and argillaceous limestone. The producing zone averages 50 feet in thickness. Generally, the producing zone exhibits interfragmental and intergran-

MIDALE FIELD

STRUCTURE ON TOP OF CHARLES RESERVOIR

CONTOUR INTERVAL: 20 FT.

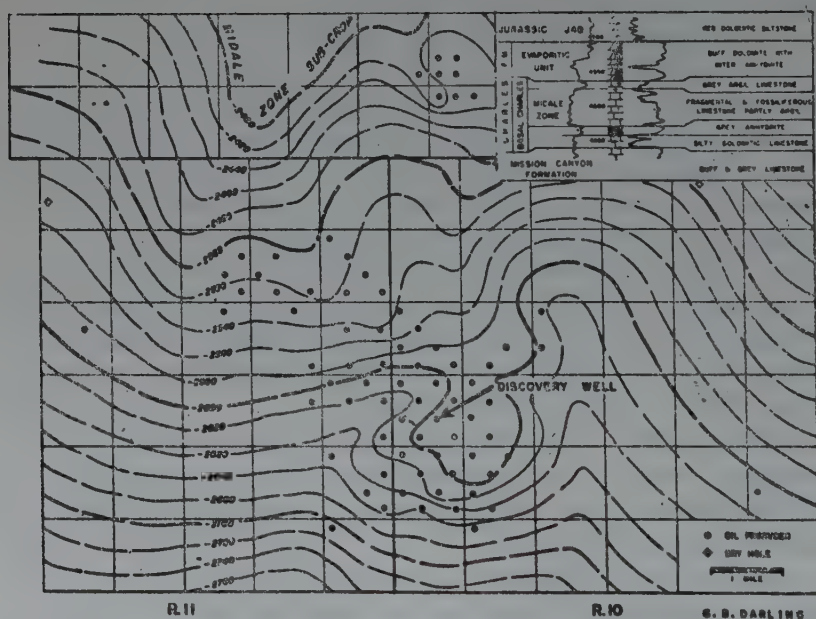


Fig. 36. Midale Field showing structure on top of producing zone and typical Electrical Log and stratigraphic section (G. B. Darling and Staff of Imperial Oil Ltd.)

ular porosity with some fine vertical fracturing. Overlying the Midale zone is an effective cap rock of grey argillaceous limestone and limy shale averaging 20 feet in thickness. This completes the predominately limestone facies of the Charles formation and is designated as the "basal Charles". Overlying the basal Charles is an evaporitic unit which consists of buff dolomite with interbedded white and pink anhydrite.

Structure in the Midale field as shown by Figure 36 is limited to a slight nosing trend. This figure also illustrates the Midale zone sub-crop area which includes the silty dolomitic limestone and anhydrite bed of the basal Charles formation. Not only had the basal Charles been eroded during post Mississippian time but alteration of the exposed sediments has occurred. Alteration in the Midale zone has resulted in dolomitization and anhydrite infilling. This alteration, coupled with the deposition of the overlying Jurassic red beds, forms an effective stratigraphic trap.

Midale field limits have not been definitely outlined in any direction. Very recently oil was discovered in the Mission Canyon formation in wells within the present field outline. The southern sub-crop edge of the Midale zone may possibly mark the northern limit of the field. Southwest of Midale, in one well, the pay zone yielded water and some oil. In view of this the southern limit can be placed between the 2700 and 2750 foot contours. Up-dip from this water contact oil has been found to an elevation of -2450 feet, which gives an oil leg of 300 feet. East of the Midale field the pay zone changes facies and forms a permeability barrier. The west field limits are not defined. Oil has been discovered at Ralph, 20 miles west, but its higher gravity indicates that it may be a separate accumulation.

To summarize, oil at Midale occurs down-dip from the truncated edge of the Charles formation in a fragmental limestone. The oil accumulation is controlled by an unconformity trap which is created by the deposition of Jurassic red beds over an anhydrite infilled producing zone sub-crop. Along strike the oil accumulation is controlled by facies changes within the producing zone.

Coleville Field

Coleville, a major Mississippian heavy gravity oil pool, was discovered by the Royalite Oil Company in August, 1951. The discovery well, Royalite-Canada Southern Coleville No. 1, located in Lsd. 4, Sec. 30, Twp. 31, Rge. 32, West 3rd Meridian was drilled on an indicated seismic anomaly and obtained oil from a sand of Mississippian age and gas from the Viking Sand of Lower Cretaceous age. Its discovery and subsequent development outlined a major heavy gravity pool and a gas and oil pool in the overlying Viking formation. Gas

is being produced from the Viking sand on the crest of the Coleville structure and light gravity oil on the east and west flanks. The two reservoirs are discussed separately.

Mississippian

(G. B. Darling & Staff of Imperial Oil Ltd.)

The Coleville field is located in the Province of Saskatchewan approximately 115 miles west-southwest of the city of Saskatoon and 31 miles west of the Alberta-Saskatchewan border. Geologically it is considered to be in a shelf belt between the extreme northwestern flank of the Williston basin and the Alberta basin (Figures 2 and 37(a)). Production of 12 to 14 degrees A.P.I. oil is from a well developed sand in the basal part of the Mississippian at a depth of 2700 feet. The producing zone is commonly referred to as the Banff sand, intimating correlation with the Banff formation (Lodgepole equivalent)

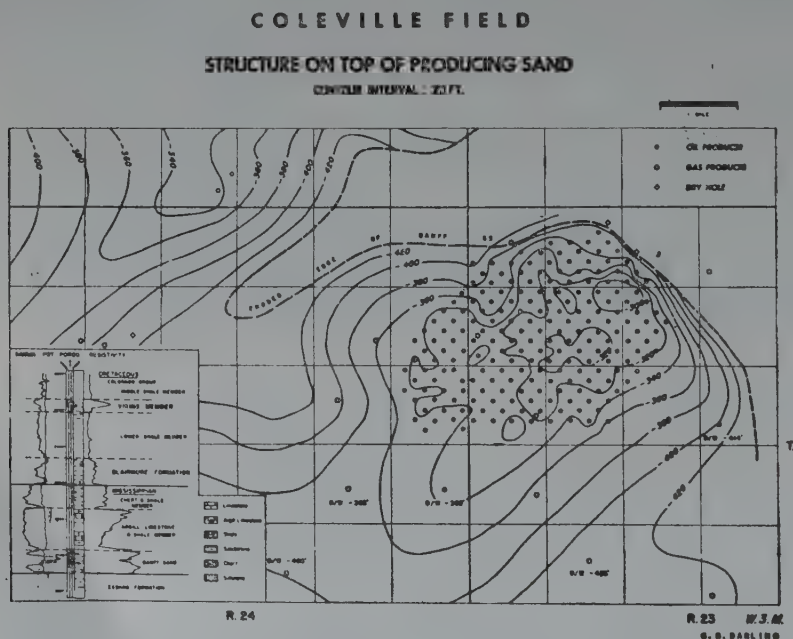


Fig. 37(a). Coleville Field showing structure on top of producing sand and typical electrical log and stratigraphic section.

of the Alberta mountain belt. Recently Reasoner and Hunt⁴ assigned the name Coleville to this sand and correlated it with the Bakken of the Williston basin.

The sand is well developed in this area and changes facies to silt and sandy argillaceous beds to the southwest, south and southeast. This belt is considered to have been close to shoreline and mildly positive during early Mississippian time as a result of uplift in the Sweetgrass arch area. Sands of a northern source were deposited and well sorted along this trend.

STRUCTURAL CROSS SECTION COLEVILLE POOL

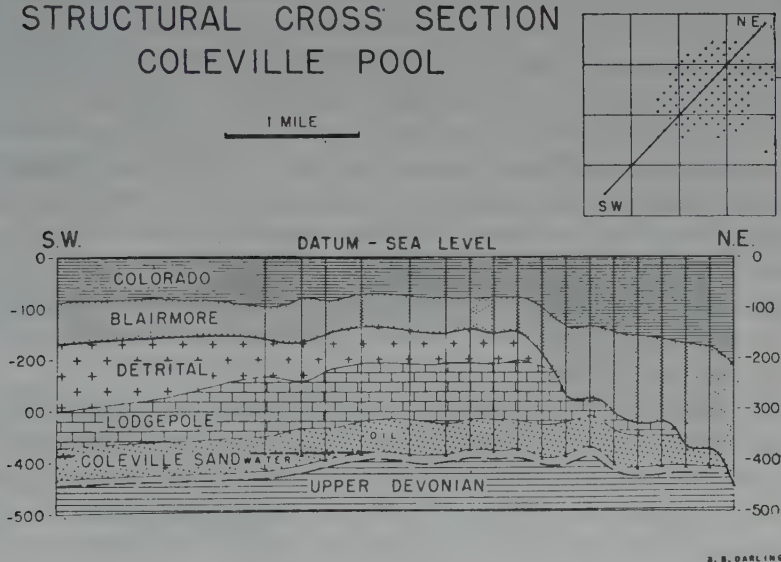


Fig. 37(b). Structure cross-section of the Coleville Pool.

The oil pool is now situated along the zero edge of the Mississippian. Post-Mississippian and Jurassic erosion have truncated the oil bearing sands along their northern and eastern flanks. The accumulation is both stratigraphic and structural, and is closely associated with the Mississippian unconformity. A southwest-northeast structural cross section of the Coleville field (Figure 37(b)) shows the

⁴ Reasoner, M. A. and Hunt, A. D., 1954, "Structure of Coloville-Buffalo Coulee Area", Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., Vol 38, pp. 1535-1551.

wedging and truncation of the Mississippian sediments, the Coleville structural and topographic high with the water and oil bearing sand, and the draping of the overlying Cretaceous formations.

The Mississippian producing sand member (Figure 37(a)) overlies black petroliferous shales which are correlated with the Exshaw formation of Alberta. This formation had long been considered Devonian in age, but it is now placed in the Mississippian. The sand is overlain by a thin black shale and argillaceous limestone member. In the Coleville area these three members, an upper black shale, a middle sand and lower black shale are correlated with the Bakken of the Souris Valley area. This formation is overlain by shales, argillaceous limestones and cherty limestones of Mississippian Lodgepole age. The thickness of this unit ranges from zero to over 200 feet depending on depth of erosion (Figure 37(b)). Unconformably overlying the eroded Mississippian surface is the Lower Cretaceous Blairmore formation consisting of interbedded shales and sands. The remaining Cretaceous sediments with the exception of the Viking sand member consist of a monotonous sequence of dark grey shales of the Colorado group and dark grey silty shales of the Lea Park formation. This is followed by the Belly River and Bearpaw formations. The area is mantled by glacial drift.

The Coleville field is clearly outlined (Figure 37(a)) by the structure map on top of the producing sand. This map indicates relief of at least 100 feet over the main portion of the field. The sand member consists of medium grained angular to subangular quartz, argillaceous in part, with lenticular beds of limy shale. The member varies in thickness from zero at its eroded edge to 75 in the centre of the field. The figure also outlines the northern eroded edge of the producing sand and varying oil-water contacts on the south flank of the field. Water has not been produced from the main portion of the field. The different oil-water interfaces on the south flank are believed due to local porosity and permeability barriers.

Although the Coleville field has not been completely developed, its field limits are fairly well defined. The northern edge of the field is controlled by the erosion of the producing sand. The sand tends to shale-up on the west and east flanks of the pool and water has been

ALBERTA

Field	Pembina 1953 Cardium	Redwater 1948 Leduc	Bonnie Glen 1952 Leduc	Leduc 1947 Nisku	Leduc 1947 Leduc	Wizard Lake 1951 Leduc	Golden Spike 1949 Leduc	Fenn-Big Valley 1950 Nisku	South Sturgeon Lake 1952 Leduc	Acheson 1950 Leduc
Year of Discovery										
Reservoir										
Age of Reservoir	Upper Cret.	U. Devonian	U. Devonian	U. Devonian	U. Devonian	U. Devonian	U. Devonian	U. Devonian	U. Devonian	U. Devonian
Rock Type	Sandstone	Limestone	Dolomite	Dolomite	Dolomite	Dolomite	Limestone	Dolomite	Dolomite	Dolomite
Depth (average)	5400	3200	7000	5000	5200	6300	5600	5200	8600	5000
Area pool (acres)	506,880	37,536	6,800	28,440	21,560	1,960	1,116	14,446	11,680	3,800
Average oil pay (feet)	18.7	101	214	63	35.3	344	520	55	103	84
Average porosity (%)	14.2	6.53	9.8	34	8.0	8.5	9.16	8.25	4.61	9.07
Shrinkage factor	0.82	0.883	0.664	0.75	0.765	0.757	0.77	0.80	0.67	0.80
Connate water (%)	18	15	13	15	15	13	20	15	15	15
Gravity of crude (A.P.I.)	37°	32°	41°	37°	37°	38.8°	37.1°	32°	37.8°	37°
Reservoir drive	solution gas	water	gas cap water	sol'n gas water	gas cap water	sol'n gas water	sol'n gas	small gas cap edge water	water	water
Virgin pressure (psig)	2700 _f	1050	2477	1770	1894	2269	2095	1805	3950	1731
Wells capable of producing	513	916	143	775	536	51	7	282	26	88
Well spacing acres/well	80 - 160	40	40	40	40	40	160	40	80	88
Oil in place (bbbls)	7,021,220,000	1,356,683,000	639,125,000	321,551,000	307,145,000	292,818,000	254,035,000	345,798,000	245,033,000	152,732,000
Estimated recoverable oil (bbbls)	1,404,244,000	814,010,000	287,606,000	80,388,000	175,073,000	131,768,000	127,018,000	121,029,000	98,013,000	76,366,000
Cumulative production Aug/55 (bbbls)	8,330,000	129,783,000	18,351,000	38,480,000	72,020,000	11,155,000	8,756,000	15,471,000	412,000	9,375,000
Remaining oil reserves (bbbls)	1,396,914,000	684,227,000	269,255,000	41,908,000	103,053,000	120,613,000	118,262,000	105,558,000	37,601,000	66,991,000

ALBERTA

SASKATCHEWAN

Field	Westrose 1953 Leduc	Sundre 1955	Stettler 1949 Nisku	Joarcam 1949 Viking	Lloydminster (Alta. & Sask.) 1936 Colony	Joffre 1953 Viking	Alida 1954 Mias. Canyon	Midale 1953 Charles	Dollard 1953 U. Shaun.	Cantuar 1952 Cantuar	Rosera 1952 Rosera
Year of Discovery											
Reservoir											
Age of Reservoir	U. Devonian	Mississippian	U. Devonian	L. Cret.	L. Cret.	L. Cret.	Mississippian	Mississippian	Jurassic	Cretaceous	Jurassic
Rock Type	Dolomite	Dolomite	Dolomite	Sandstone	Sandstone	Sandstone	Dolomite	Dolomite	Sandstone	Sandstone	Sandstone
Depth (average)	7200	8800	5200	3200	1900	5200	3700	4600	4600	3200	3300
Area pool (acres)	1,823	3,202	4,345	22,500	9,000 _f	9,000	2,000	9,000	5,440	4,000	1,500
Average oil pay (feet)	187	80	61	8	13	12.2	37	50	20	33	24
Average porosity (%)	9.34	10	4.31	20	25	13.4	13	13	19	20	24
Shrinkage factor	0.695	0.70	0.815	0.90	0.95	0.80	0.75	0.89	0.92	0.90	0.90
Connate water (%)	15	15	20	30	35	30	35	50	20	30	35
Gravity of crude (A.P.I.)	42°	31.5°	28.5°	37.3°	9 - 14°	40°	39°	28°	23°	24°	17°
Reservoir drive (probable)	gas cap gravity	gas cap water?	edge water	gas cap water	sol'n gas gas cap	sol'n gas	sol'n gas & gas cap	sol'n gas & water?		sol'n gas & water	water
Virgin pressure (psig)	2552		1734	855		1107					
Wells capable of producing	19	5	72	473	654	126	23	67	34	85	15
Well spacing acres/well	80	80	40	40	10 - 20	40	80	80	160	40	40
Oil in place (bbbls)	147,960,000	50,613,000	57,782,000	186,000,000	118,800,000 _f	25,000,000	36,300,000	201,600,000	117,900,000	130,200,000	39,200,000
Estimated recoverable oil (bbbls)	51,786,000	17,715,000	14,446,000	55,800,000	15,000,000	6,230,000	9,000,000	40,300,000	23,600,000	39,000,000	6,000,000
Cumulative production Aug/55 (bbbls)	3,527,000	86,000	2,819,000	16,060,000	7,554,000 (Alta)	1,410,000	100,000	400,000	500,000	400,000	30,000
Remaining oil reserves (bbbls)	48,259,000	17,629,000	11,627,000	39,740,000		4,820,000	8,900,000	39,900,000	23,100,000	38,600,000	5,970,000

SASKATCHEWAN

MANITOBA

N.W.T.

Field	Fosterton 1952 Rosera	Success 1952 Rosera	Smiley 1953 Viking	Coleville 1951 Banff	Daly 1951 Lodgepole	N. Virden 1952 Lodgepole	Virden Roselea 1952 Lodgepole	Norman Wells 1921 Ft. Creek Reef
Year of Discovery								
Reservoir								
Age of Reservoir	Jurassic	Jurassic	Viking	Mississippian	Mississippian	Mississippian	Mississippian	U. Devonian
Rock Type	Sandstone	Sandstone	Sandstone	Sandstone	Limestone	Limestone	Limestone	Limestone
Depth (average)	3300	3100	3150	2300	2700	2500	2000	1000
Area pool (acres)	2,400	3,200	5,360	3,960	8,400	5,040	7,200	2,600
Average oil pay (feet)	35	14	14	32	63	42	20.5	
Average porosity (%)	22	24	24	25	7.8	10	10	
Shrinkage factor	0.95	0.93	0.90	0.93	0.95	0.95	0.95	
Connate water (%)	25	30	25	15	40	30	30	
Gravity of crude (A.P.I.)	23°	23°	36°	14°	34.2°	35°	35°	
Reservoir drive	water?	water	gas cap	?	sol'n gas & water	sol'n gas & water	sol'n gas & water	
Virgin pressure (psig)					850	980	980	
Wells capable of producing	55	11	131	198	196	102	131	
Well spacing acres/well	40	40	40	20	40	40	40	
Oil in place (bbbls)	120,000,000	108,500,000	109,900,000	194,100,000	153,600,000	125,000,000	100,400,000	
Estimated recoverable oil (bbbls)	36,000,000	21,700,000	33,000,000	29,100,000	15,400,000	19,800,000	15,100,000	30,600,000
Cumulative production Aug/55 (bbbls)	1,100,000	800,000	1,700,000	3,000,000	3,100,000	800,000	1,800,000	4,600,000
Remaining oil reserves (bbbls)	34,900,000	20,900,000	31,300,000	26,100,000	12,300,000	19,000,000	13,300,000	26,000,000*

*from C.P.A.

obtained from edge wells. The south and southeast flanks of the field remain to be developed but its limits are marked by wells which tested water.

The source and time of migration are argumentative. However, the most simple and logical source of the oil is considered to be the Mississippian normal marine limy shales and argillaceous limestones which overlie the producing sand and flank it down-dip. Shales within the sand would also provide source beds. Local minor heavy gravity oil accumulations are found in overlying Mississippian detrital beds and Lower Cretaceous sands. The source of this oil is considered to be Mississippian.

The writers believe the main oil accumulation is post Mississippian and probably later Lower or early Upper Cretaceous in age. Although some oil may have been primarily pooled, the major accumulation must have taken place after the Mississippian was buried and sealed on its exposed flanks by Lower Cretaceous sediments. Due to the lack of deep well control it is impossible at this time to know if the Mississippian Coleville feature was a structural high prior to Lower Cretaceous deposition. Reliable subsurface well control convincingly demonstrates that the area was for practical purposes base-levelled at the end of Blairmore or early Viking time, and the present field structure is post Viking in age. A structure map on a basal Mississippian marker indicates relief of at least 100 feet over the main Coleville field. Upper Cretaceous structure reflects not only this Mississippian structure but also the topography. Undoubtedly some of the recent structure is due to compaction but the main structural uplift must be attributed to Upper Devonian slumping as suggested by Reasoner and Hunt or to tectonics involving the older formations.

To summarize, the Mississippian oil accumulation at Coleville is both stratigraphic and structural and closely associated with the Mississippian unconformity. It is controlled by a pronounced dome-like structure which is considered to be late Lower Cretaceous or early Upper Cretaceous in age. Post Mississippian erosion truncated the sand reservoir on the north flank prior to Lower Cretaceous sedimentation.

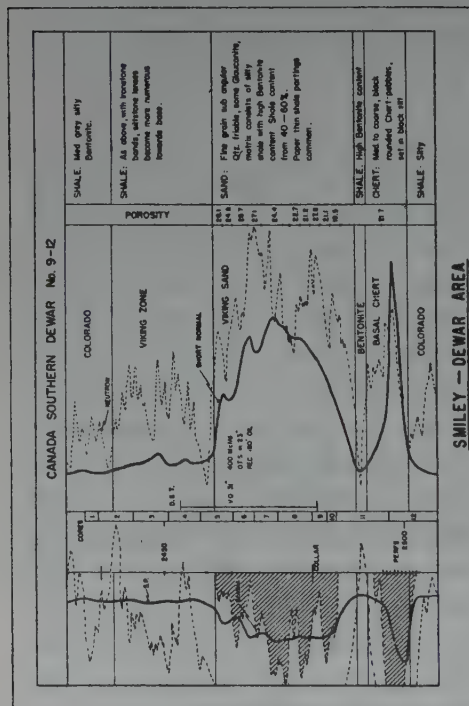
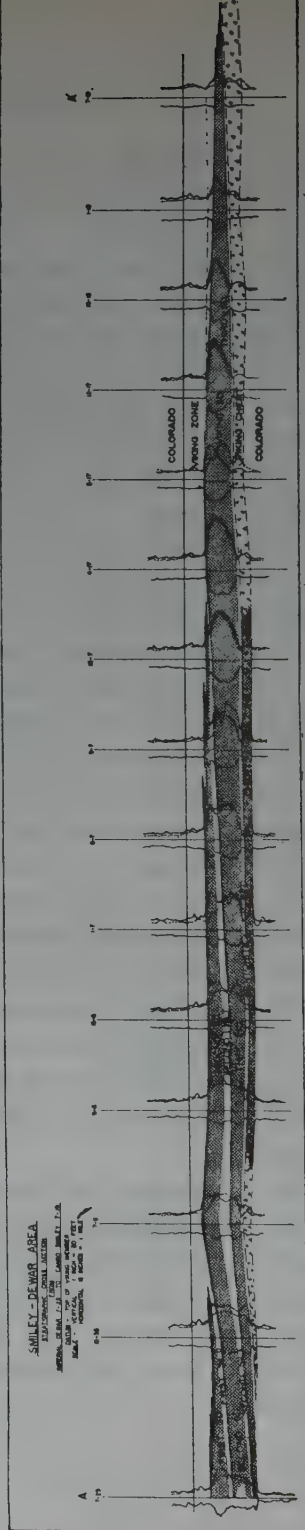


Fig. 38(a). Typical log of Viking Member (Hunt and Ratcliffe).



*Viking Member (Lower Cretaceous)**(A. D. Hunt & J. D. Ratcliffe)*

Gas was first encountered in the Viking sand in August, 1951 through the drilling of the Royalite Canada Southern Coleville No. 1 well. Oil in commercial quantities was first discovered in Smiley No. 7-15V, which was spudded in September 1953 by the Imperial Oil Company in conjunction with Canada Southern Oils Ltd. and the Ro-



Fig. 39. Smiley-Coleville Area (Hunt and Ratcliffe).

yalite Oil Company in a gas development program. The well encountered high gravity sweet oil in the Viking sand at a depth of 2,110 feet.

Subsequently, steps were taken to unitize the Coleville Viking gas area and in order to define the eastern limits of the gas cap further wells were drilled which led to the discovery of the Eureka field in July 1954.

Stratigraphy

The Viking is a member of the Colorado formation of Cretaceous age and consists of shaly sand lenses, separated by silt beds. The

Viking member may be separated into three main divisions, the Viking shale zone, the Viking sand zone and the Viking chert zone. Locally distinct sand lenses, separated by silt beds may be identified within the Viking sand zone. (See Figure 38(b)). A typical log of the Viking member, from a well in the Smiley field is shown in Figure 38(a).

The Smiley oil field, Coleville gas field and Eureka Oil field are located on a Viking sand bar which is connected to the main Viking sand body to the south by a wide neck (See Figure 39). In this figure the boundary between 0-10% and 10-20% sand may be considered as the effective limit or pinchout of the Viking sand. Smaller Viking gas reservoirs are located on this bar west of Smiley and

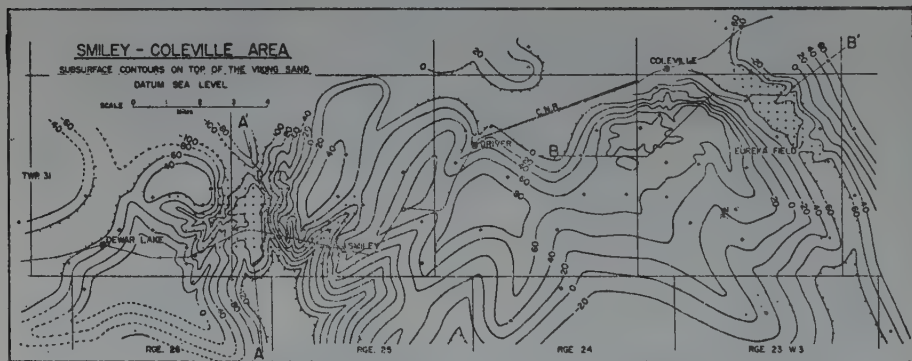


Fig. 40(a). Smiley-Coleville Area, Contours on top of Viking Sand (Hunt and Ratcliffe).

east of Eureka, but as yet have not been developed. The stratigraphic section (figure 38(b)) through the Smiley field shows the manner in which the individual sand lenses pinch out across the field to the north and south.

Structure

The structure of the Viking Sand (Figure 40(a)) in the Smiley-Coleville area may be directly attributed to draping and differential compaction over the topography of the Palaeozoic erosional surface. The drainage pattern established during the post Mississippian erosional period is clearly reflected by the structure of the Viking cross-section (figure 30(b)) demonstrates the manner in which a buried

hill and valley are reflected by the overlying beds including the Viking.

Conclusions

The accumulation of oil and gas within the large sand bar which is regionally up dip from the main sand body is primarily due to stratigraphic pinchout of the Viking sand lenses. Local structure has not had a major influence on the accumulation but has served to separate the oil and gas. It may be seen from Figure 40(a) that the oil has accumulated in the lows which are considered to be reflections of buried valleys wherever reservoir conditions are favorable. Cross-

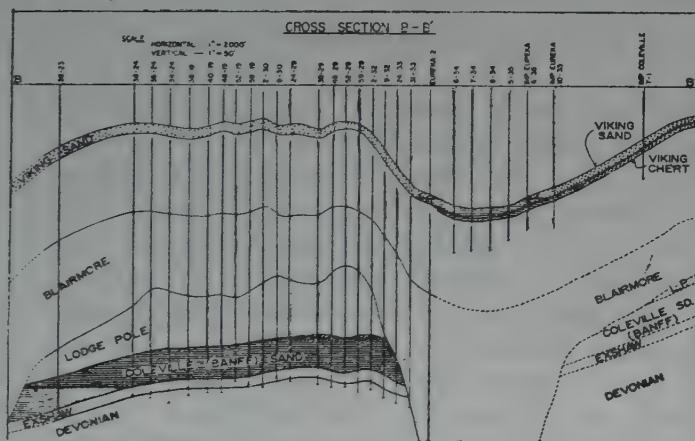


Fig. 40(b). Diagrammatic cross section Coleville-Eureka Field see line of cross-section on Figure 40(a).

section Figure 40(b) through the Eureka field demonstrates the position of the oil in relation to the gas cap on either side. In the Smiley field the gas oil contacts vary on either side of the oil reservoir by as much as 80 feet. To date, no water drive has been experienced in the main sand body, however the more permeable chert lens does exhibit a definite oil-water contact.

BRITISH COLUMBIA

There are several large gas fields and a few indicated oil fields but due to the lack of available reliable information they cannot be

included in this paper. Cretaceous and Triassic sediments are the reservoir rocks in most fields and pools. However, Devonian, Mississippian, Permo-Pennsylvanian and Jurassic sediments are known to contain gas in appreciable quantities. The Fort St. John Field was the first major discovery in British Columbia and initiated the present exploratory effort.

Fort St. John Field
(E. O. Abbott)

Introduction

The Fort St. John gas field is located in British Columbia in the vicinity of the town of Fort St. John and about 30 miles west of the Alberta-British Columbia boundary. The first well to initiate interest in the area was Pacific Petroleum et al Fort St. John No. 1 well, located in Lsd. 1, Sec. 9, Twp. 83, Rge. 18, W6M. However, the first well of any commercial significance was their No. 4 well, located in Lsd. 14, Sec. 21, Twp. 83, Rge. 18, W6M. This well was completed on July 16, 1952, as a Permo-Pennsylvanian gas well with an initial potential of 32 MMcf per day. The well also found commercial quantities of gas in the Triassic. The field was discovered by a combination of surface and subsurface geology augmented by a minor amount of seismic work. As of November 1955 there were 18 completed gas wells, 4 suspended wells and 11 dry and abandoned holes.

Stratigraphy

The stratigraphic sequence is shown on the electric log accompanying the structural map and shows all formations from Jurassic to and including the Mississippian. Seven gas bearing zones and a few stray zones have been found in the field, ranging in age from Lower Cretaceous to Mississippian. Each productive zone has a variable pay thickness throughout the field. The reservoir beds consist mainly of sandstones and some dolomite. The average depths for producing zones are Cretaceous (Cadomin) 3300 feet, Triassic 4000 feet, Permo-Pennsylvanian 6250 feet and Mississippian in Fort St. John No. 23, 6570 feet.

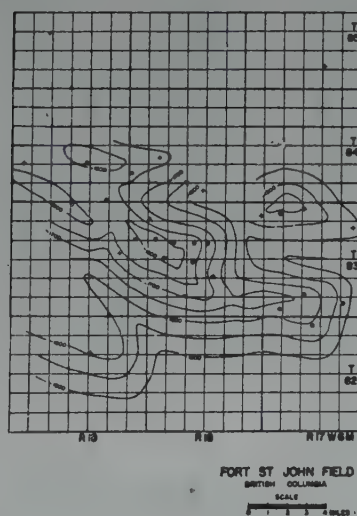


Fig. 41(a). Main sector of Fort St. John Gas Field. Contours on top of Triassic. (E. O. Abbott).

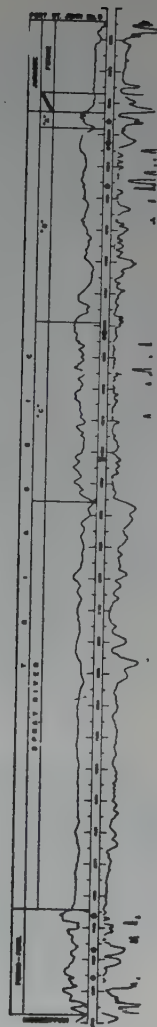


Fig. 41(b). Electric Log of Jurassic, Triassic and Permian-Pennsylvanian sediments in Fort St. John area (E. O. Abbott).

Structure

The Fort St. John field lies approximately 40 miles east of the Foothill Belt of the Canadian Cordillera. The field trends west-north-west and is about 20 miles long. Drilling has indicated that three structures, Airport, Charlie Lake and Fort St. John, are all part of a general uplift in the Fort St. John area. The first two are probably subsidiary to the latter main structure. On the younger beds there is a shallow syncline separating each of the minor structures from the main structure but it is strongly believed that the Airport and Fort St. John structures are a unit at depth. It is possible on the deeper beds that the Charlie Lake structure is separated from the Fort St. John structure by a fault. Further control is definitely required before this interpretation can be reasonably confirmed. Seismic work has certain limitations in the Fort St. John area due to the angular erosional unconformities. There are at least four of these unconformities within the stratigraphic section (Cretaceous-Jurassic, Jurassic-Triassic, Triassic-Permo-Pennsylvanian, Permo-Pennsylvanian-Mississippian) and possibly others that are not so pronounced. The Fort St. John structure becomes more pronounced with depth. The Cretaceous structure shows a dip of 20 feet to the mile, whereas the Permo-Pennsylvanian shows a dip of about 200 feet to the mile.

OIL AND GAS PRODUCTION

The bulk of the oil and gas production from Western Canada is derived from fields in Alberta. However, the fields in Saskatchewan and Manitoba are contributing greater quantities with each succeeding year. The accompanying tables show the volumes of oil and gas produced in each political division. The table of oil production per year includes the production from all of Eastern Canada for comparison.

Daily Average Oil Production
(Source - Imperial Oil Ltd.)

Standard Barrels
(nearest 100 barrels)

Year	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Northwest Territories
1945	21,000	45	—	1,000
1946	18,400	370	—	500
1947	17,500	1,400	—	600
1948	28,700	2,300	—	900
1949	54,200	2,100	—	500
1950	74,400	2,800	—	500
1951	125,800	3,400	32	600
1952	161,000	4,600	300	900
1953	210,500	7,700	1,800	900
1954	240,300	14,900	5,900	1,000
1955	310,000 (est)	31,000 (est)	11,500 (est)	1,100 (est)

Yearly Crude Oil Production
(Source - C.P.A.)

Standard Barrels
(nearest 1,000 bbls.)

Year	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Northwest Territories
Cumulative				
to 1946	77,758,000	16,000	—	2,056,000
1946	6,704,000	137,000	—	177,000
1947	6,382,000	521,000	—	227,000
1948	10,505,000	843,000	—	351,000
1949	19,769,000	780,000	—	155,000
1950	27,148,000	1,040,000	—	187,000
1951	45,915,000	1,247,000	11,000	227,000
1952	58,909,000	1,697,000	105,000	314,000
1953	76,816,000	2,791,000	656,000	317,000
1954	87,714,000	5,421,000	2,148,000	370,000
Totals	417,620,000	14,493,000	2,920,000	4,381,000

Totals

Year	Western Canada	Eastern Canada	Canadian Total
Cumulative to 1946	79,830,405	25,386,714	105,217,119
1946	7,018,491	151,666	7,170,157
1947	7,130,633	154,424	7,285,057
1948	11,698,371	198,361	11,896,732
1949	20,704,644	280,214	20,984,858
1950	28,374,544	267,792	28,642,336
1951	47,400,925	212,722	47,613,647
1952	61,024,800	206,051	61,230,851
1953	80,580,859	310,314	80,891,173
1954	95,652,048	424,454	96,076,502
	439,435,083	27,592,712	467,027,795

Gas Production

Virtually all the production of natural gas in Western Canada comes from Alberta with minor amounts from Saskatchewan. The following shows the production since 1947. The gas is used for local consumption but plans are being formulated for export of gas to the west and east. When they are completed gas production will increase considerably.

Year	Alberta	Cumulative for Alberta	Saskatchewan	Cumulative for Sask
M.S.C.F. (1000 s.c.f.)				
1947	53,429,000		261,000	
1948	64,679,000		437,000	
1949	67,094,000		472,000	
1950	75,579,000		816,000	
1951	85,380,000		861,000	
1952	95,828,000		1,139,000	
1953	114,213,000		1,628,000	
1954	135,546,000		4,824,000	

Exploration & Development Drilling (L. Fyffe)

The present exploratory effort in Western Canada began in 1947 with the discovery of the Leduc Field by Imperial Oil Limited. Since then exploration and development drilling has increased every year and in 1954 a total of 9,188,943 feet was drilled. Figure 4 shows the wells which have drilled through the entire sedimentary section and into the Precambrian basement. The table on the following page shows the totals of wells drilled, the footage and the average depth of each well for Western Canada.

Oil and Gas Reserves (J. Downing)

The majority of the oil and gas reserves in Western Canada have been discovered since 1947 when the present exploratory effort began. Prior to that time production of oil and gas was confined to a few small fields in southern Alberta, Turner Valley, Jumping Pound, Viking-Kinsella, Lloydminster and Norman Wells. In 1947 the Leduc Oil Field was discovered and subsequently exploration began on a large scale with the resultant discovery of major, intermediate and minor oil and gas pools. The present oil and gas reserves are estimated to be 3,800,000,000 barrels (recoverable) and 23.108 trillion cubic feet (in place) respectively. These figures for oil reserves are as of mid-1955 and the gas reserves of Alberta and Saskatchewan as of 1954.

Figure 42 is a graphical illustration of the growth of the oil and gas reserves and the production of oil and gas from 1945 to the present time.

The reserves are present in rocks of several ages and are summarized herein (excluding the Athabasca Tar Sands which have been discussed in an earlier chapter, and the fields or pools which are large in number but which contribute only minor amounts of oil and gas).

DRILLING ACTIVITY IN WESTERN CANADA 1947-1956

	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	British Columbia	Northwest Territories	Western Canada Total
Year - 1947						
No. of wells	222	109	1	0		332
Ft. Drilled	882,358	202,861	2,509			1,087,728
Average Depth	3,975	1,860	2,509			3,275
Year - 1948						
No. of Wells	374	68	0	8		450
Ft. Drilled	1,663,687	133,623		18,583		1,815,893
Average Depth	4,450	1,965		2,355		4,035
Year - 1949						
No. of Wells	793	62	4	6		865
Ft. Drilled	3,212,616	120,980	13,986	13,912		3,361,494
Average Depth	4,050	1,950	3,495	2,320		3,885
Year - 1950						
No. of Wells	1,012	108	7	6		1,133
Ft. Drilled	4,330,198	239,401	12,652	23,855		4,606,106
Average Depth	4,280	2,215	1,807	3,975		4,065
Year - 1951						
No. of Wells	1,197	124	17	14		1,352
Ft. Drilled	5,118,361	360,545	59,993	57,636		5,596,535
Average Depth	4,275	2,905	3,530	4,115		4,140
Year - 1952						
No. of Wells	1,619	477	73	15	16	2,200
Ft. Drilled	7,023,552	1,381,398	188,063	89,883	20,917	8,703,813
Average Depth	4,340	2,895	2,575	5,990	1,305	3,955
Year - 1953						
No. of Wells	1,426	678	92	35	9	2,240
Ft. Drilled	6,353,703	2,327,158	244,480	196,227	13,735	9,135,303
Average Depth	4,445	3,430	2,655	5,605	1,525	4,080
Year - 1954						
No. of Wells	1,153	807	302	34	6	2,302
Ft. Drilled	5,694,759	2,588,810	765,032	149,426	20,916	9,188,943
Average Depth	4,940	3,205	2,535	4,395	3,485	3,990
Grand Totals - No. of Wells						10,874
Ft. Drilled						43,495,815
Average Depth						4,000

Period	Recoverable Oil Reserves barrels	Gas Reserves in Place MMMcF
Upper Cretaceous	1,430,244,000	1,401
Lower Cretaceous	172,600,000	6,424
Jurassic	87,300,000	—
Triassic	—	926
Permo-Pennsylvanian	—	592
Mississippian	254,415,000	5,021
Devonian	1,823,500,000	3,344
Totals	3,768,059,000	17,708
	or 3,800,000,000 ±	
Small fields, not listed and fields in B.C. where no data are available		5,400 ±
		23,108 ±

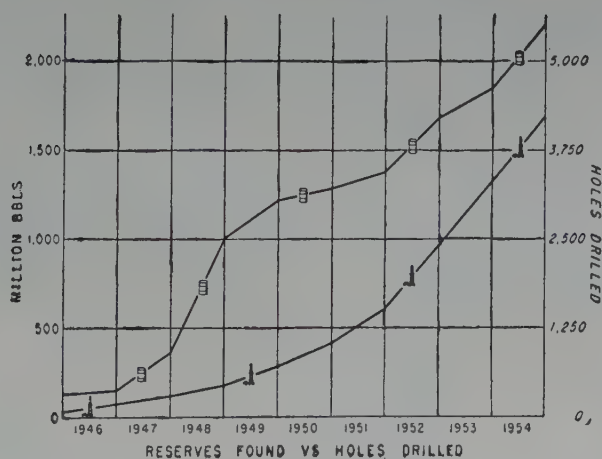


Fig. 42. Growth of Oil Reserves compared to wells drilled in Western Canada.

The majority of these known reserves are in the Province of Alberta, but significant amounts of oil are present in Saskatchewan and Manitoba and large gas reserves are present in northeastern British Columbia.

For the purposes of this paper the terms major, intermediate and small fields are defined as:

Major - a field with original recoverable oil reserves of more than 100,000,000 barrels or more than 1,000,000,000 cubic feet of gas.

Intermediate - a field with original recoverable oil reserves between 20,000,000 and 100,000,000 barrels and gas reserves between ... 100,000,000,000 and 1,000,000,000 cubic feet.

Small - a field with less than 20,000,000 barrels of original recoverable oil or less than 100,000,000,000 cubic feet of gas.

Oil Reserves

It is interesting to note that although there are 110 producing pools in Alberta, 66 in Saskatchewan, 9 in Manitoba and 1 in the Northwest Territories, approximately 50% of the daily oil production comes from 4 fields in Alberta and approximately 75% comes from 13 fields in Alberta and Saskatchewan. The oil reserves are similarly distributed and all of the known major and intermediate oil fields are located in the Interior Plains. Table No. 2 shows the reservoir data of the larger fields and which have been used to estimate the reserves in the significant oil fields. Most of the factors and the reserves are taken from published data issued by the Petroleum and Natural Gas Boards or their equivalents in the several provinces and, to a lesser extent, from other published information.

The geographical distribution of the significant oil reserves can be summarized as follows:

Alberta

June, 1955

Field	Age of Reservoir	Oil in Place bbls.	Original Est. Recoverable Oil bbls.
Pembina	Upper Cretaceous	7,021,220,000	1,404,244,000
Redwater	Upper Devonian	1,356,683,000	814,010,000
Bonnie Glen	Upper Devonian	639,125,000	287,606,000
Leduc	Upper Devonian	628,690,000	255,461,000
Fenn-Big Valley	Upper Devonian	345,798,000	121,029,000
Wizard Lake	Upper Devonian	292,818,000	131,768,000
Golden Spike	Upper Devonian	254,035,000	127,018,000
S. Sturgeon Lake	Upper Devonian	245,033,000	98,013,000
Joarcam	Lower Cretaceous	186,000,000	55,800,000
Acheson	Upper Devonian	152,732,000	76,366,000
Westerosé	Upper Devonian	147,960,000	51,786,000
Lloydminster	Lower Cretaceous	118,800,000	15,000,000
Sundre	Mississippian	50,613,000	17,715,000
Stettler	Upper Devonian	57,782,000	14,446,000
		11,497,289,000	3,470,262,000

There are 64 small pools which contribute to the total production. These are as follows:

	Fields	Oil in Place	Est. Original Rec. Reservoirs
Devonian	31	453,500,000	156,000,000
Mississippian	3	107,500,000	33,000,000
Lower Cretaceous	28	192,300,000	33,000,000
Upper Cretaceous	2	39,700,000	6,000,000
	64	793,000,000, bbls.	234,800,000 bbls.

Saskatchewan

Field	Age of Reservoir	Oil in Place bbls.	Est. Rec. Reserves bbls.
Midale	Mississippian	201,600,000	40,300,000
Alida	Mississippian	36,300,000	9,000,000
Coleville	Mississippian	194,100,000	29,100,000
Fosterton	Jurassic	120,000,000	36,000,000
Success	Jurassic	108,500,000	21,700,000
Dollard	Jurassic	117,900,000	23,600,000
Cantuar	Jurassic	39,200,000	6,000,000
Cantuar	L. Cretaceous	130,200,000	39,000,000
Smiley	L. -Cretaceous	109,900,000	33,000,000
		1,057,700,000	237,700,000

There are, in addition, several other Mississippian pools of the magnitude of Midale and Alida which have not been included because of lack of reservoir data. They have been assigned recoverable reserves of 75,000,000 barrels.

Manitoba

The three listed fields in Manitoba have a total oil in place of 374,000,000 barrels and an estimated original recoverable of 50,300,000 barrels. In addition there are 7 other small pools which contribute minor amounts to the total oil production.

Northwest Territories

The field at Norman Wells produces 300,000 to 400,000 barrels per year. Its production is curtailed due to lack of market.

The large reserves of condensates which are present in some of the gas fields of Alberta and northeastern British Columbia have not been taken into consideration. They have been reported by the Canadian Petroleum Association to be 208,331,000 barrels (recoverable proved reserves, Dec. 31/54).

The many small oil fields or pools which are present over the entire southern part of the Western Canada Sedimentary Basin have not been considered in the total reserves. Very likely many of the fields which now appear small will develop into intermediate or major fields as development progresses. This particularly applies to fields in southeastern Saskatchewan (Souris Valley area) which produce from the Charles and Mission Canyon formations. It is doubtful, however, that the sum total of the known reserves of all the small fields would materially alter the given geographical and geological distribution of oil.

Gas Reserves

There are a great many gas fields in Western Canada which have not been fully developed due to the present lack of market for the products. Consequently, in the majority of cases, the gas reserves of the various fields are a matter of some conjecture. For the purposes of this paper only the significant or larger and better known fields will be listed.

The gas reserves of each of the significant, intermediate or major pools are listed below. There are no gas reserves in Manitoba and only relatively small amounts in Saskatchewan. The bulk of the reserves listed are in Alberta but there are large gas reserves in British Columbia. However, the almost complete lack of published data precludes the estimate of the reserves of most of the gas fields in British Columbia. None of the dissolved gas reserves in the oil fields is included in the list.

Alberta

(from Natural Gas Reserves of the Province of Alberta
by P. & N.G. Conservation Board Nov./55)

Field	Reservoir	Age	Est. gas in place MMMcf at stand- dard conditions	Remarks
Bonnie Glen	Leduc	U. Dev.	483	Gas Cap
Leduc	Leduc	U. Dev.	519	Gas Cap
Nevis	Leduc & Nisku	U. Dev.	667	Wet gas
Rimbey	Leduc		972	Gas Cap
Westerose	Leduc	U. Dev.	125	Gas Cap
Olds	Wabamun	U. Dev.	97	Wet gas
Kathryn	Wabamun	U. Dev.	56	High H ₂ S & CO ₂ content
Calgary	Wabamun	U. Dev.	50	High H ₂ S & CO ₂ content
Okotoks	Wabamun	U. Dev.	375	High H ₂ S & CO ₂ content
			3,344	
Elkton	Rundle	Miss.	417	Wet gas
Gilby		Miss.	196	Wet gas
Jumping Pound	Rundle	Miss.	776	High H ₂ S content
Pincher Creek	Rundle	Miss.	3,007	Wet gas
Sarcee	Rundle	Miss.	208	Wet gas
Savannah Crk.	Rundle	Miss.	207	Remaining gas
Turner Valley	Rundle	Miss.	210	reserves
			5021	
Braeburn		Permo-Penn	50	
Whitelow		Triassic	62	
Tangent		Triassic	92	
			154	
Tangent	Gething	L. Cret.	111	
Sturgeon Lake	Gething	L. Cret.	52	
St. Albert	Ellerslie	L. Cret.	82	Dry gas
Princess	Sunburst	L. Cret.	117	Dry gas
Leduc	Ellerslie	L. Cret.	226	Dry gas

Field	Reservoir	Age	Est. gas in place MMMcf at stand- dard conditions	Remarks
Hamelin Creek	Gething	L. Cret.	47	Dry gas
Gordondale	Cadomin	L. Cret.	140	Dry gas
Cessford	Sunburts	L. Cret.	272	Dry gas
Cessford	Bsl. Colo.	L. Cret.	1,020	Dry gas
Acheson		L. Cret.	73	Dry gas
Atlee	Viking	L. Cret.	53	Dry gas
Beaverhill L.	Viking	L. Cret.	49	Dry gas
Bindloss	Viking	L. Cret.	72	Dry gas
Cessford	Viking	L. Cret.	99	Dry gas
Countess	Viking	L. Cret.	70	Dry gas
Etzikom	Viking	L. Cret.	155	Dry gas
Fairydell	Viking	L. Cret.	119	Dry gas
Fort Sask.	Viking	L. Cret.	155	Dry gas
Gordondale	Viking	L. Cret.	72	Dry gas
Joarcam	Viking	L. Cret.	66	Gas cap
Kessler	Viking	L. Cret.	70	Dry gas
Lac La Biche	Viking	L. Cret.	45	Dry gas
Manyberries	Viking	L. Cret.	73	Dry gas
Pendant				
D'Oreille	Viking	L. Cret.	236	Dry gas
Pouce Coupe	Viking	L. Cret.	250	Dry gas
Pouce Coupe				
South	Viking	L. Cret.	167	Dry gas
Provost	Viking	L. Cret.	697	Dry gas
Rossington	Viking	L. Cret.	263	Dry gas
Viking-				
Kinsella			1,138	Dry gas
			<hr/> 5,989	
Medicine Hat	Med. Hat			
	Ss.	U. Cret.	1,372	
Brooks	Milk River	U. Cret.	29	
			<hr/> 1,401	
			<hr/>	
	Total Alberta		15,959	
	Plus other small fields		2,331	
			<hr/> 18,280-MMMcf	

Saskatchewan

(from Statistical yearbook, P. & N.G. Board,
Saskatchewan - 1955)

Brock	Viking	L. Crét.	20	
Coleville- Smiley	Viking	L. Cret.	168	Gas Cap
			<hr/> 188-MMMcf	

N. E. British Columbia

(from Natural Gas Reserves of the Peace River area
by Hume & Ignatieff, 1952)

Field	Reservoir	Age	Est. gas in place MMMcF at stand- ard conditions	Remarks
Fort St. John Area				
		Permo- Penn	542	
		Triassic	772	
	Cadomin	L. Cret.	151	
Sunrise	Viking	L. Cret.	96	
			<hr/> 1,561-MMMcf	

The above fields do not include all of the many small fields in Alberta which contribute significant amounts to the total. There are approximately 226 significant gas pools in 130 fields in Alberta with a total volume of gas in place of 18,289,700,000,000 cubic feet.

The many intermediate and small fields in British Columbia which have not been considered due to lack of reliable information are estimated to have recoverable gas reserves in the order of 3-4 trillion cubic feet.

SELECTED REFERENCES

- ANDRECHUK, JOHN M. "*Regional Stratigraphic Analysis of Devonian System in Wyoming, Montana, Southern Saskatchewan and Alberta*", A. A. P. G., November, 1951, Vol. 35, No. 11, pp. 2368-2408.
- BAILLIE, ANDREW D. "*Devonian System of the Williston Basin Area*", Mines Branch, Province of Manitoba, 1953.
- BALL, M. W. "*Athabaska Oil Sands; Apparent Example of Local Origin of Oil*", Bull. A. A. P. G., Vol 19, 1935, pp. 153-171.
- BARNES, T. R. "*The Williston Basin. A New Province for Oil Exploration*", Billings Geol. Society, Guide Book, 1952, pp. 97-117.
- BELL, ROBERT. "*Report on part of the basin of the Athabaska River, NWT*", Geol. Surv. Canada, Rept. of Progress, 1882-1884.
- BOWIE, A. P. "*The Fosterton Field*", Canadian Oil & Gas Industries, Vol. 7, No. 6, June 1954, pp. 55-59.
- CORBETT, C. A. "*In situ origin of McMurray oil of northeastern Alberta and its relevance to general problem of origin of oil*", Bull. A. A. P. G., Vol. 39, No. 8, 1955, pp. 1601-1649.
- DARLING, G. B. & WOOD, P. W. S. "*Oil in the Canadian Portion of the Williston Basin*", A. S. P. G., Vol. 4, No. 6, June 1955, pp. 84-87.
- DERRY, DUNCAN R. "*A Tectonic Map of Canada*", Proc. Geol. Assoc. of Canada, Vol. 3, 1950, pp. 39-53.
- DOWNING, JOHN A. & COOKE, D. Y. "*Distribution of Reefs of Woodbend Group in Alberta, Canada*", A. A. P. G., Vol. 39, No. 2, February, 1955, pp. 189-206.
- ELLS, S. C. *Mines Branch, Dept. of Mines & Resources, Ottawa*, Publication Nos. 588, 1923; 623, 1926; 723, 1931.
- FORTIER, Y. O. McNAIR, A. H. THORSTEINSSON, R. "*Geology & Petroleum Possibilities in Canadian Arctic Islands*", Bull. A. A. P. G., No. 10, Vol. 38, Oct., 1954, pp. 2075-2109.
- GALLUP, W. B. "*Geology of the Turner Valley Oil & Gas Field, Alberta, Canada*", A. A. P. G., Western Canada Sedimentary Basin, 1954.
- GALLUP, W. B. & HAMILTON, C. J. "*Generalized History of Williston Basin in Saskatchewan deduced from cross-sections*", A. A. P. G. Western Canada Sedimentary Basin, 1954.
- Geological Staff of Imperial Oil Limited. "*Devonian Nomenclature in The Edmonton Area, Alberta, Canada*", A. A. P. G., Vol. 34, No. 9, Sept., 1950, pp. 1807-1825.
- GOODMAN, A. J. "*Tectonics of East Side of Cordillera in Western Canada*", Bull. A. A. P. G., Vol. 35, No. 4, April, 1951, pp. 783-796.
- Government of Alberta. "*Proceedings Athabasca Oil Sands Conference*", Edmonton, 1951. A conference on the oil sands with contributions by various authors.

- GUSSOW, WM. C. "Discussion of 'in situ' origin of McMurray Oil". Bull. A. A. P. G., Vol 39, No. 8, 1955, pp. 1625-1631.
- HARDING, S. R. L. "Regional Discussion of the Cardium Formation, 1955", Can. Inst. Min. Met. Bull., Vol. 58, 1955, pp. 19-23.
- HUME, G. S. "Results and significance of drilling operations in the Athabaska bituminous sands", Can. Inst. Min. Met. Eng., Vol. 50, 1947, pp. 298-333.
- LINK, T. A. "Western Canada Sedimentary Basin", C. I. M. E., Vol. 53, 1950, pp. 266-276.
- "Source of oil in 'tar sands' of Athabaska River, Alberta, Canada", Bull. A. A. P. G., Vol. 35, 1951, pp. 854-864.
- "Interpretations of Foothills Structures, Alberta, Canada", A. A. P. G., Vol. 33, No. 9, September, 1949, pp. 1475-1501.
- LOCKWOOD, R. P. & ERDMAN, O. A. "Stettler Oil Field, Alberta, Canada", A. A. P. G., Western Canada Sedimentary Basin, 1954.
- McCONNELL, G. R. "Report on a portion of the district of Athabaska", Geol. Surv. Canada, Ann. Rept., Vol. 5, Pt. D, 1890-1891.
- McLEARN, F. H. "Cretaceous, Lower Smoky River, Alberta", Geol. Surv. Canada, Sum. Rept., Pt. C, 1918.
- MILNER, R. L. & THOMAS, G. E. "Jurassic System in Saskatchewan", A. A. P. G., Western Canada Sedimentary Basin, 1954.
- NORTH, F. K. & HENDERSON, G. G. L. "The Rocky Mountain Trench", A. A. P. G. Guide Book, 1954, pp. 82-100.
- PARSONS, H. E. "Pembina-Local Geology", Canadian Oil & Gas Industries, Vol. 8, No. 6, June, 1955, pp. 57-63.
- PORTER, J. W. "Madison Complex of Southeastern Saskatchewan & South-western Manitoba", A. A. P. G., Vol. 3, No. 8, Aug., 1955, pp. 126-130.
- REASONER, M. A. & HUNT, A. D. "Structure of Coleville-Buffalo Coulee Area, Saskatchewan", A. A. P. G., Vol. 38, No. 7, July, 1954, pp. 1535-1550.
- ROLIFF, W. A. "Exploration for Oil and Gas in Eastern Canada", Proceedings of Geol. Assoc. of Canada, Vol. 7, Part 1, May, 1955, pp. 61-81.
- SLIPPER. "Natural Gas in Alberta", Geology of Natural Gas, A. A. P. G., 1935, pp. 1-57.
- SPOULE, J. C. "Origin of McMurray Oil Sands, Alberta", Bull. A. A. P. G., Vol. 22, No. 9, 1938, pp. 1133-1152.
- WEBB, J. B. "Geological History of Plains of Western Canada", A. A. P. G., Vol. 35, No. 11, November, 1951, pp. 2291-2315.
- WILLIAMS, M. Y. "Whence the oil of the Athabaska Tar Sands", Trans. Royal Soc. Canada, 3rd Ser., Sec. IV, Vol. 43, 1949, pp. 149-156.

EASTERN CANADA ¹

By B. V. SANFORD AND R. D. HOWIE ²

Introduction

Although drilling for natural gas and oil has been done in each of the provinces on Ontario, Quebec, New Brunswick, Nova Scotia, Prince Edward Island and Newfoundland and small non-commercial quantities of these products have been found at widely separated localities throughout most of this region, only in Ontario and New Brunswick have fields of commercial significance been developed.

In New Brunswick, drilling for oil commenced about the year 1858 but it was not until 1909 that the Stony Creek field, New Brunswick's only commercial oil and gas field, was discovered about 9 miles south of the city of Moncton. In Ontario the oil industry began about 1857 with development of tarry seepages long known to occur along Black Creek near the village of Oil Springs. Drilling began about 1859 and before the turn of the present century more than 9,000 wells, many with initial flows in excess of 2,000 barrels of oil a day were completed in the Oil Springs and Petrolia districts. Peak production was in 1894 when 829,000 barrels of oil were recovered. The annual yield then declined to 113,000 barrels in 1945 but recent discoveries have increased the output which in 1954 was 412,500 barrels; of this, more than 62,000 barrels came from the original Oil Springs and Petrolia fields. The first natural gas field in Ontario was discovered in Essex county in 1889 and is still productive though on a small scale. Subsequent discoveries have been made in the general area bordering Lake Erie and extending from Essex county to the Niagara River and in 1954, these fields produced 10,200,000 M cubic feet of gas with a retail value of more than \$12,000,000.00. Prospecting for oil and gas in Ontario is currently very active with 362 wells being drilled in 1954.

¹ Published by permission of the Acting Deputy Minister, Department of Mines and Technical Surveys, Ottawa.

² Geologists, Geological Survey of Canada, Ottawa.

SOUTHWESTERN ONTARIO

Stratigraphy

The term southwestern Ontario is here applied to the peninsula bounded by Lakes Erie, Huron, and Ontario. It constitutes the western part of the St. Lawrence physiographic province and has an area of approximately 18,000 square miles. As used in this report, 79 degrees west longitude is taken as the eastern limit of the area. The region is divided into a western highland, and an eastern lowland by the Niagara escarpment which extends from Niagara River west to the city of Hamilton and thence northwestward forming the Bruce peninsula. Throughout this distance it continues to be a prominent physiographic feature with an average relief of about 250 feet. The highland rises northward from an elevation of 575 feet at Lake Erie to a maximum of 1700 feet in the district south of Georgian Bay. The lowland, east of the escarpment, rises gently northward from the level of Lake Ontario (245 feet) to the level of Georgian Bay (578 feet) with altitudes up to 1300 feet occurring between these points. The surface throughout most of southwestern Ontario is rolling but of relatively low relief.

A more or less prominent structural feature, the Algonquin Arch extends from the west end of Lake Erie northeasterly to the Lake Simcoe district. The main axis of this arch is crossed near its western end by a broad syncline known locally as the "Chatham Sag" the presence of which is well shown by the areal distribution of the late Devonian and Mississippian formations on the geological map. (Figure 1). Throughout most of southwestern Ontario the regional dip of the formations is to the south and southwest at an average rate of about 30 feet a mile.

Southwestern Ontario is underlain by Palaeozoic sedimentary strata ranging from Upper Cambrian to Mississippian in age. These rocks rest upon the uneven surface of the Precambrian basement complex and attain a known thickness of about 4,700 feet. The sequence and general lithologic characteristics of this sedimentary section are illustrated in Figure 2.

The lowest Palaeozoic beds consist of sandstone, sandy shale, and sandy dolomite with arkosic material commonly present at the

base, and are known only from well cuttings. They have long been described under the general term "Basal beds" but are now correlated with the Jacobsville, Mount Simon and Eau Claire formations of Michigan and Ohio and considered to be Cambrian in age. Their

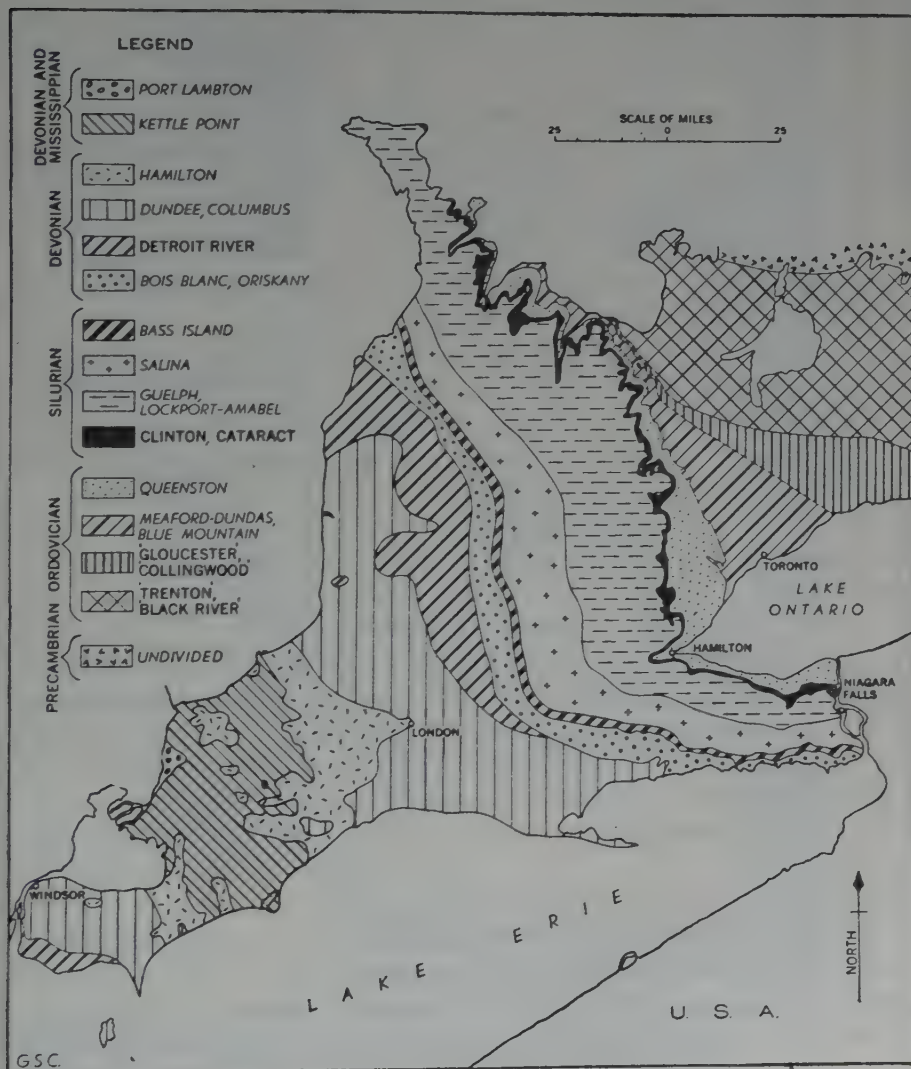


Figure 1. Generalized Geological Map of Southwestern Ontario

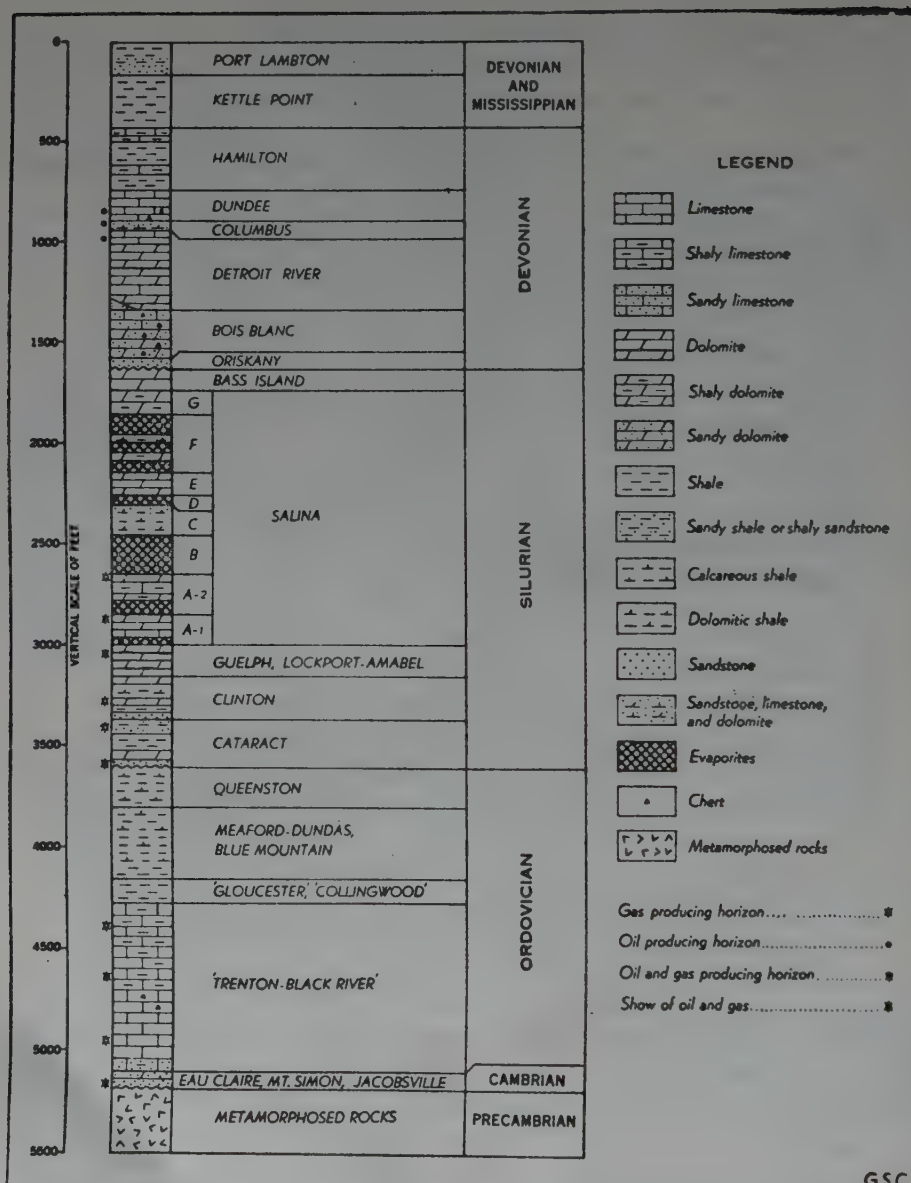


Figure 2. Generalized Columnar Section, Southwestern Ontario

distribution in Ontario seems to be controlled, in part at least, by the presence of the Algonquin Arch as they appear to be absent on the crest of this structural feature. Whether these "Basal beds" extend over the arch and were subsequently removed by erosion before deposition of the succeeding Ordovician rocks is not known. The maximum thickness penetrated in Ontario is 275 feet but it is noted that most of the wells reaching the Precambrian penetrated only a fraction of this figure.

Carbonate rocks of Black River and Trenton age succeed the Cambrian beds. These Ordovician strata begin with a basal sandy and shaly unit that in places rests directly upon the Precambrian basement rocks. The basal unit is overlain by finely crystalline to sub-lithographic limestone with occasional dolomite zones in the lower part. This is followed by crystalline to fragmental limestone commonly with chert and bentonite the whole in turn succeeded by limestone, shaly limestone and shale with interbeds of fragmental limestone and dolomite. The thickness of these Black River and Trenton strata varies from about 500 feet in the Lake Simcoe district to more than 900 feet in the southwestern part of the area.

Overlying the Trenton, disconformably, is a thick succession of shales which range in ascending order from black to grey, green and brick-red in colour. The lowermost beds, reaching a thickness of 200 feet consist of black and dark grey shale, in part bituminous and with some limestone interbeds (Collingwood, Gloucester). They are overlain by a succession of soft grey shale below (Blue Mountain formation) and grey and greenish-grey shale and interbedded limestone (Meaford-Dundas beds) above, the whole attaining a maximum thickness of about 700 feet. Red shale with green shale and grey silty limestone beds (Queenston formation) form the youngest Ordovician strata in the area and reach a maximum known thickness of 963 feet.

The Cataract Group rests disconformably on the Queenston shale and represents the oldest Silurian strata in southwestern Ontario. It comes to the surface only along the Niagara escarpment and has therefore been included with the overlying Clinton Group on the geological map (Figure 1). The Cataract Group is divisible into the following formations:

Formation	Maximum thickness (feet)
Grimsby	45
Cabot Head	80
Manitoulin	55
Whirlpool	28

The Whirlpool sandstone forms the initial Silurian formation in Ontario. Its maximum development is in the Niagara peninsula from where it thins both westward and northward to disappear before the Bruce peninsula district is reached.

The Manitoulin and Cabot Head formations are present throughout the entire area and consist typically of dolomite and shale respectively. In the Niagara district these formations are not separable but grade into a single lithological unit consisting of arenaceous shale with sandstone interbeds known as the Power Glen formation. The Grimsby formation, typically a reddish coloured sandstone and shale overlies the Power Glen formation and like the Whirlpool reaches its maximum development in the Niagara district and thins both westward and northward.

The Clinton Group succeeds the Cataract and like it, is divisible into several formations: these, with the general area to which the names apply are listed below:

Niagara Peninsula		Bruce Peninsula	
Formation	Thickness	Thickness	Formation
Decew	12		
Rochester	58		
Irondequoit	10		
Reynales	14	Fossil Hill	60
Neagha	6	Wingfield	40
Thorold	13	Dyer Bay	35

The Thorold formation initiates the Clinton Group. It rests upon the Grimsby formation and consists of grey fine-grained quartz sandstone. This is followed by greenish black fissile shale with minor amounts of grey limestone (Negha formation), which is in turn overlain

by brown finely crystalline to finely granular dolomite of the Reynales formation. This formation or the Fossil Hill, its equivalent in the Bruce Peninsula, is present throughout most of the area west of Niagara escarpment but appears to be locally absent at several localities bordering Lakes Huron and St. Clair. The Irondequoit formation consisting of grey crystalline dolomite is not easily separated from the underlying Reynales beds in well cuttings. However, in Niagara Peninsula, the contact with the Reynales is marked by an undulating surface indicating disconformable relations between the two formations. The succeeding Rochester formation consisting of dark grey dolomitic shale rests with sharp contact upon the underlying Irondequoit dolomite. It is exposed at several places along the Niagara escarpment from Niagara Falls to the west end of Lake Ontario and is known in the subsurface only in the Niagara peninsula and the general southern part of southwestern Ontario. The DeCew formation completes the Clinton Group in the Niagara peninsula. It consists of grey argillaceous and finely crystalline dolomite and is generally difficult to separate from the underlying Rochester owing to the dolomitic nature of these latter beds. The DeCew beds are confined to the Niagara peninsula and disappear along the escarpment in the vicinity of the city of Hamilton.

In the Bruce peninsula, the Clinton Group consists of three formations, the Dyer Bay, Wingfield, and Fossil Hill. The Dyer Bay consists typically of thin bedded, bluish-grey fine grained argillaceous dolomite with grey to green shale partings. It rests upon the Cabot Head shales with sharp contact and is exposed at a number of places along the east side of Bruce peninsula north of the city of Owen Sound. Green to greenish-grey shales with interbedded green to brown argillaceous dolomites overlie the Dyer Bay dolomite and are referred to as the Wingfield shales from their typical development around the Wingfield basin at the northeast end of Bruce Peninsula. This formation is readily separated lithologically from both the underlying Dyer Bay beds and the succeeding Fossil Hill formation. The Fossil Hill beds which form the top of the Clinton Group consist of brown fine grained to crystalline dolomite. These beds have been traced in outcrop sections from Manitoulin Island southward along the entire length of Bruce peninsula. Once considered as part of the Lockport of Manitoulin Island, these beds are now known to be lithologically and fau-

nally similar to the Reynales formation of the Niagara district and have therefore been placed in the Clinton Group.

The Lockport formation overlies the Clinton conformably. In the northern part of the area equivalent strata are called the Amabel formation. The Lockport-Amabel beds form the crest of the Niagara escarpment and together with the overlying Guelph formation constitute a lithologically similar succession shown as a single unit on the geological map. (Figure 1). This unit, the Lockport-Amabel and Guelph formations, consists of buff to cream coloured dolomite and limestone, that may be fine to medium crystalline or coarsely crystalline in texture. The total thickness varies from 80 feet to a maximum of 500 feet. Bioherm reef structures are present both at the outcrop and in the sub-surface and small pinnacle-like reefs, some with a relief of more than 400 feet are known along the edge of the Michigan Basin in the southwestern part of the area. (Figure 3). In addition bedded or biostrome reefs are known at some localities.

The Salina formation overlies the Guelph and consists typically of dolomite, limestone, dolomitic limestone, shaly dolomite, shale, anhydrite, gypsum, and salt. Landes (1945) divided the Salina formation of Michigan into seven units designated A to G in ascending order (Figure 2). These subdivisions can also be recognized in Ontario. Salt beds are present in the A,B,D, and F Units and, as the Michigan Basin is approached these may have an aggregate thickness of more than 650 feet. The salt is confined to the western part of the area and is not known east of the city of London. The A unit is divisible into two sub-units A-1 and A-2 (Evans 1950). Where pinnacle reefs are present in the Guelph formation below, the A-1 unit as well as part of the A-2 and B units are absent, (Figure 6). The Salina formation including the salt beds may attain a thickness of more than 1,500 feet.

The youngest Silurian strata are represented by the Bass Island formation. In Niagara district, these beds are referred to under the term "Bertie-Akron". They consist of grey to buff and brown or cream coloured finely crystalline dolomite characterized by one or more oolitic zones. The thickness of the Bass Island formation varies from 60 to 395 feet; this variation being due in part at least, to erosion of the Silurian rocks prior to deposition of the overlying Devonian strata.

In the Niagara peninsula the earliest Devonian rocks are represented by the Oriskany formation of light grey, medium grained glauconitic sandstone that rests upon the eroded surface of the Silurian dolomite. This sandstone was itself subjected to erosion and its distribution is therefore patchy and nowhere is more than 20 feet of this rock present.

The presence of the Algonquin Arch separating the Michigan Basin from the Appalachian geosynclinal region has resulted in certain facies changes in rocks of Middle Devonian age and made correlation of these rocks across the axis extremely difficult. Rock exposures in the area traversed by the arch in Ontario are very few and it is therefore necessary to rely on subsurface data for control in mapping.

The Bois Blanc formation disconformably overlies the Oriskany or where the Oriskany is absent, the Silurian Bass Island formation. It consists typically of limestone, sandy limestone or dolomite, dolomite, and chert. At some localities in the Niagara district a sandstone facies, the Springvale sandstone is present a few feet above the base and more rarely at the base of the formation. This sandstone is similar in appearance to the Oriskany and where it rests directly upon the Bass Island dolomite, has been mistaken for it. The Bois Blanc has a maximum thickness of about 200 feet and, on faunal evidence, is correlated with the Lower Onondaga of New York State.

The Bois Blanc is succeeded by the Detroit River Group, a succession consisting essentially of brown finely crystalline to granular dolomite with interbedded limestone. At some localities the typical dolomite at the upper part of the group is replaced by finely crystalline or sublithographic high calcium limestone. The Detroit River group consists of the Amherstburg, Lucas, and Anderdon formations in ascending order, which are lithologically indivisible in well cuttings. The Sylvania sandstone facies forms a basal unit of the group in the extreme southwestern part of the area and reaches a maximum thickness of about 125 feet. The group has a maximum thickness of about 300 feet and is correlated with the Middle Onondaga of New York State.

The Columbus formation consists of calcereous sandstone, sandy limestone and dolomite and disconformably overlies the Detroit River group. Sub-surface work indicates that these beds are present for only a short distance north and east of the city of London, and have

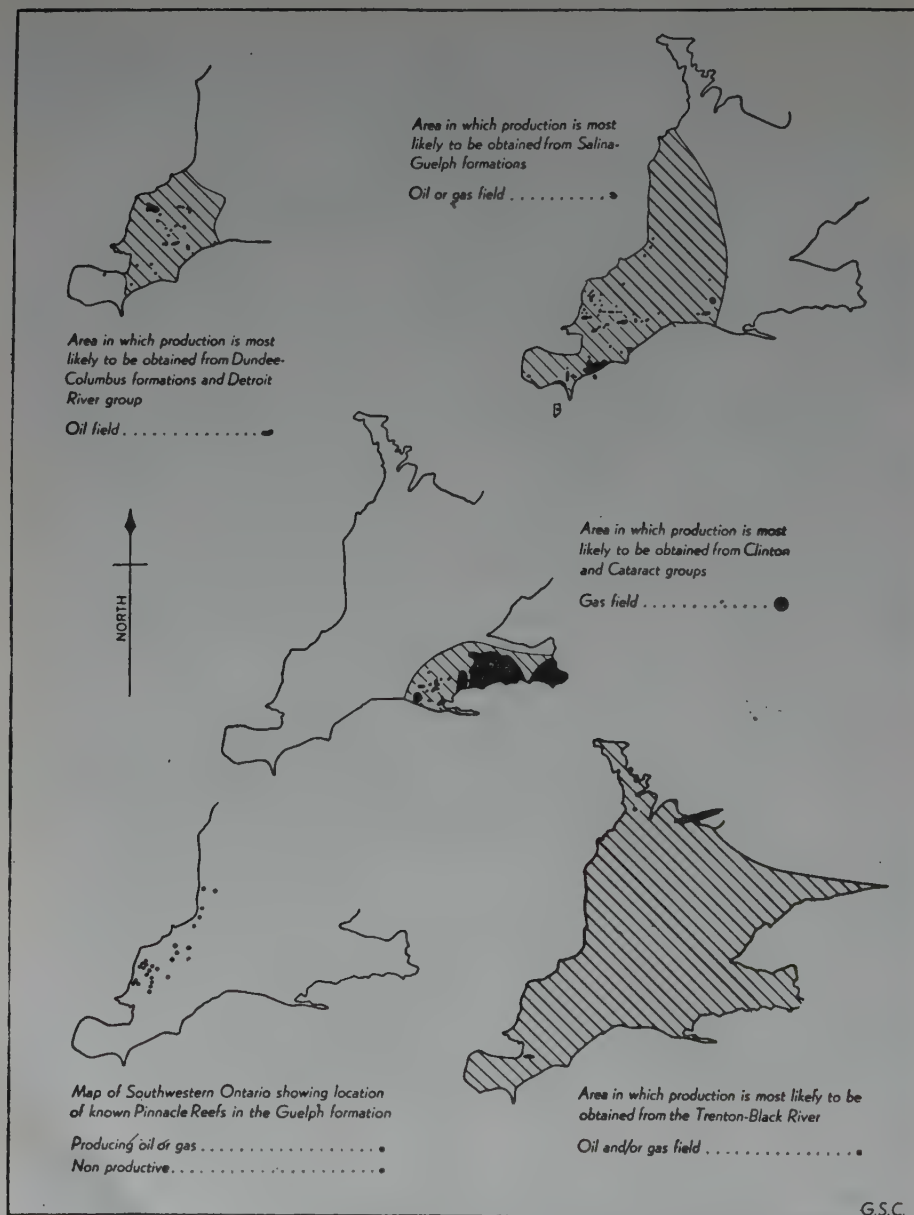


Figure 3. Maps showing distribution of Oil and Gas Fields in Southwestern Ontario

a maximum thickness of about 35 feet. They have been included with the Dundee formation on the geological map (Figure 1), but are correlated with the Upper Onondaga of New York State.

The term Dundee formation is used for the strata between the Columbus, or, where the Columbus is absent, the Detroit River group and the Hamilton formation. It consists of a lower buff, crinoidal and arenaceous limestone and chert succeeded by buff to brown finely crystalline limestone and chert with interbeds of black, bituminous shale near its eastern limit. It overlaps both the Columbus formation and the Detroit River group to the east to rest directly on the Bois Blanc formation. The Dundee formation as here described is correlated with the Delaware of Ohio and the Marcellus of New York and has a maximum thickness of about 200 feet.

Grey calcareous shales and shaly limestones reaching a thickness of 300 feet overlie the Dundee formation. These beds have been mapped under the term Hamilton formation; they are divisible generally into four lithologic units, the uppermost of which contains three faunal units known locally as the Hungry Hollow, Widder, and Ipperwash in ascending order. These faunal zones bear no relation to rock units and are not recognizable in well cuttings. The Hamilton as here described is correlated with rocks typically exposed at Hamilton, New York, but is constitutes only a part of the Hamilton Group as it is known in that State.

The Kettle Point formation overlies the Hamilton and consists typically of black bituminous fissile shale with interbeds of green shale and is characterized by a profusion of small amber coloured spore cases. Where exposed at Kettle Point on Lake the shale contains spherical concretions commonly referred to as "kettles". These beds are correlated with the Huron shales of Ohio and at least the lower part of the Antrim formation of Michigan and have a maximum thickness of 335 feet.

The Port Lambton beds constitute the youngest Palaeozoic strata in Ontario. They are present only in the southwestern part of the area and consist of grey fissile shale and dolomitic sandstone overlain by black fissile shale. They reach a maximum thickness of 200 feet and are correlated with the Bedford shale, Berea sandstone, and Sunbury shale of Michigan.

Although the lower part of the Kettle Point formation is considered to be Devonian in age the upper part and the overlying Port Lambton beds may be Mississippian in age.

The entire area has been glaciated and the bedrock is largely concealed beneath a mantle of unconsolidated material ranging from a few feet to more than 600 feet in thickness. This produces a topography that in general does not reflect the structure of the underlying bedrock.

Study of well cutting has indicated the presence of minor fold and faulting. Anticlinal structures plunging westward seem to be the most common type, but dome structures are also present. Structural features on the Dundee formation which contains the main oil productive reservoir in Ontario do not necessarily conform with minor folds in the Guelph, although regionally the two are essentially parallel. The Guelph formation (Silurian) is one of the more important natural gas reservoirs in the area. It has been observed that where there is considerable variation in thickness of salt over or near a structural high in the Guelph formation, the Dundee beds of the Devonian are usually structurally low. It is felt that subsidence due to salt leaching is responsible for this phenomenon, as well as for other irregular structural patterns in the areas underlain by salt.

Economic Geology

The distribution of oil and gas fields in Ontario is shown on Figure 3. The first oil production was obtained from rocks of Devonian age and these strata have continued to be the most important of the oil bearing reservoirs. Of lesser importance, though accounting for an appreciable percentage of current oil production, are the Salina and Guelph dolomites (Silurian). In addition, small quantities of oil are recovered from the Trenton-Black River Limestones (Ordovician). Most natural gas production is from rocks of Silurian age, namely the Salina-Guelph dolomite in the western part of the area and the Clinton and Cataract Groups in the Niagara peninsula to the east.

Figures 4, 5, 6 and 7 illustrate the four most common types of structure in fields producing from Ordovician, Silurian and Devonian rocks respectively.

Commercial production of gas has been obtained from the Mount Simon sand (Cambrian) at one locality in southwestern Ontario. A

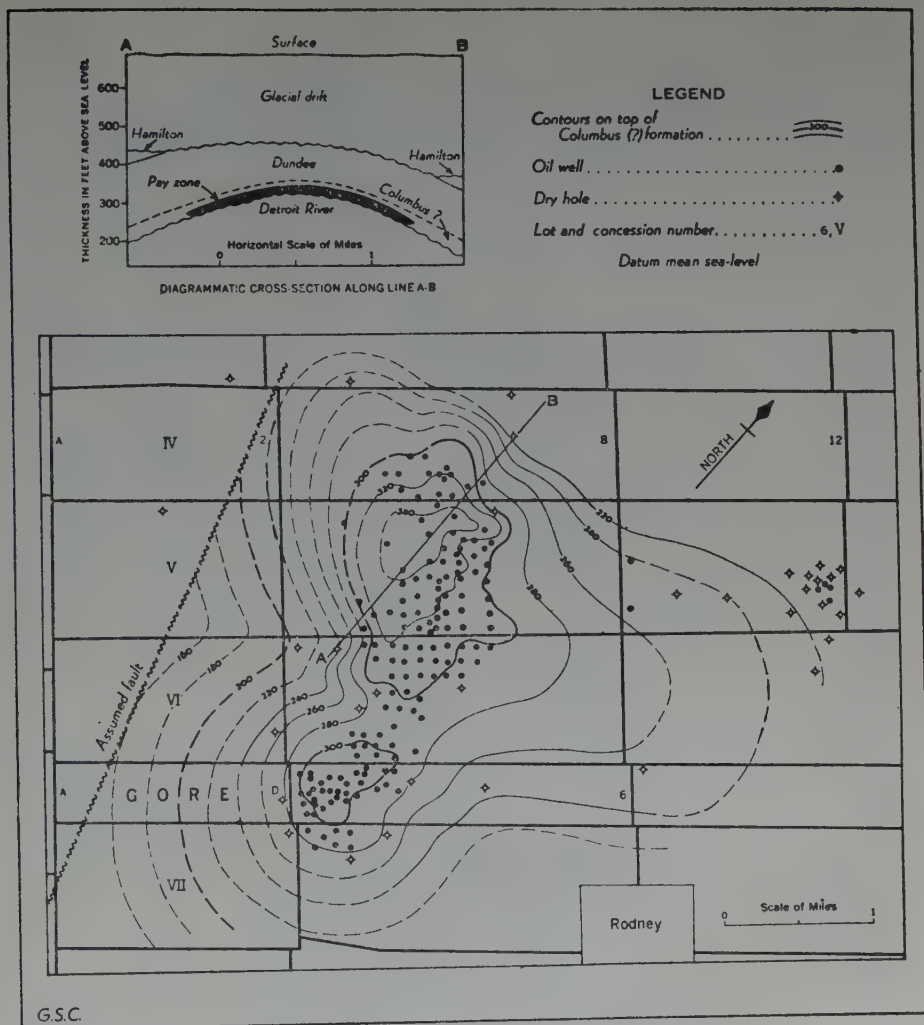
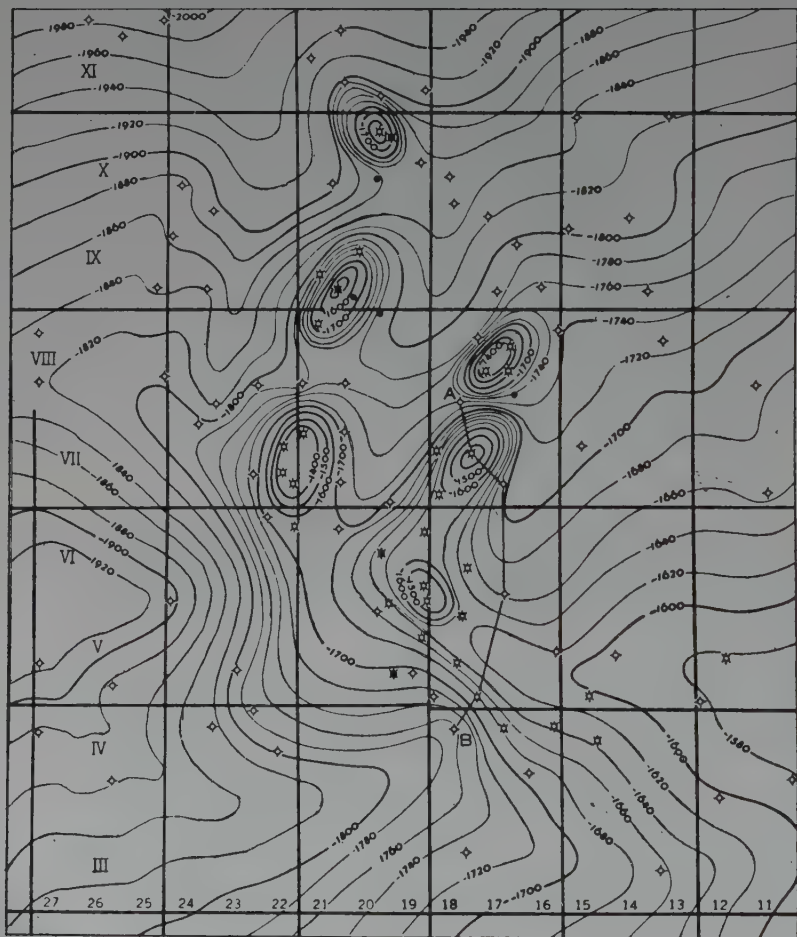
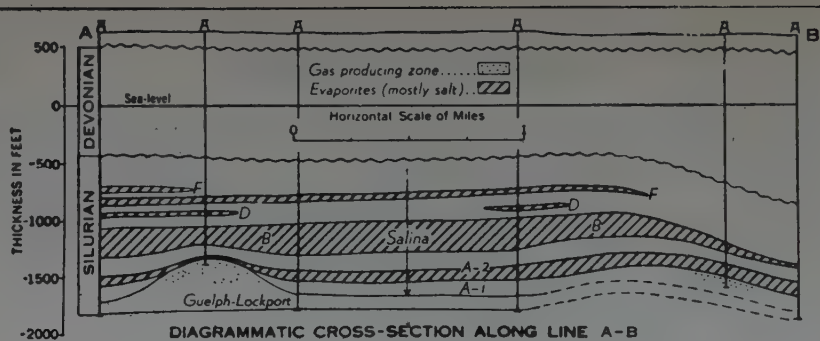


Figure 4. Rodney Field, Alborough Township, Elgin County, Ontario

well drilled in 1948 near Lake St. Clair had an initial open flow of 500 M cubic feet a day at a depth of 3965 feet. There is evidence of faulting near this pool and it seems likely that the porosity is of the fracture type. Production was obtained from only one well and attempts to delineate the pool were unsuccessful. Shows of oil and gas have been reported at several other localities where the Mount Simon



Contours on top of Guelph formation. 1500 Gas well. Oil well. Dry hole.
 Gas and oil well. Lot and concession number. . . 15, V

Scale of Miles

0 1 2

Datum mean sea-level

G.S.C.

Figure 5. Kimball-Payne-Colinville-Corunna-Seckerton Pools, Moore Tp., Lambton Co., Ontario

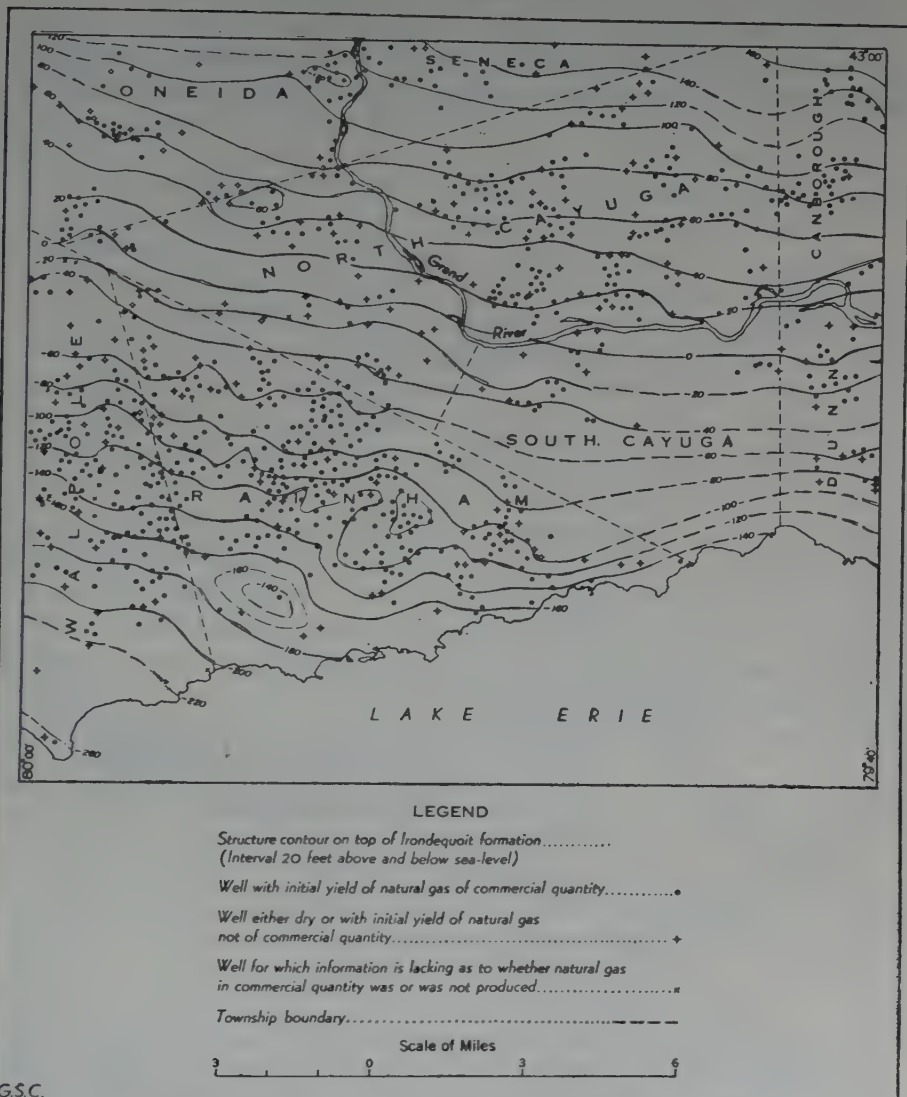


Figure 6. Portion of Haldimand Field, Haldimand County, Ontario

sand has been penetrated but to date only a relatively small number of wells have been drilled deep enough to test Cambrian rocks.

The Trenton and Black River limestones are potential reservoir rocks. Although 'shows' and small quantities of gas and oil have been encountered in these rocks at widely separated localities throughout

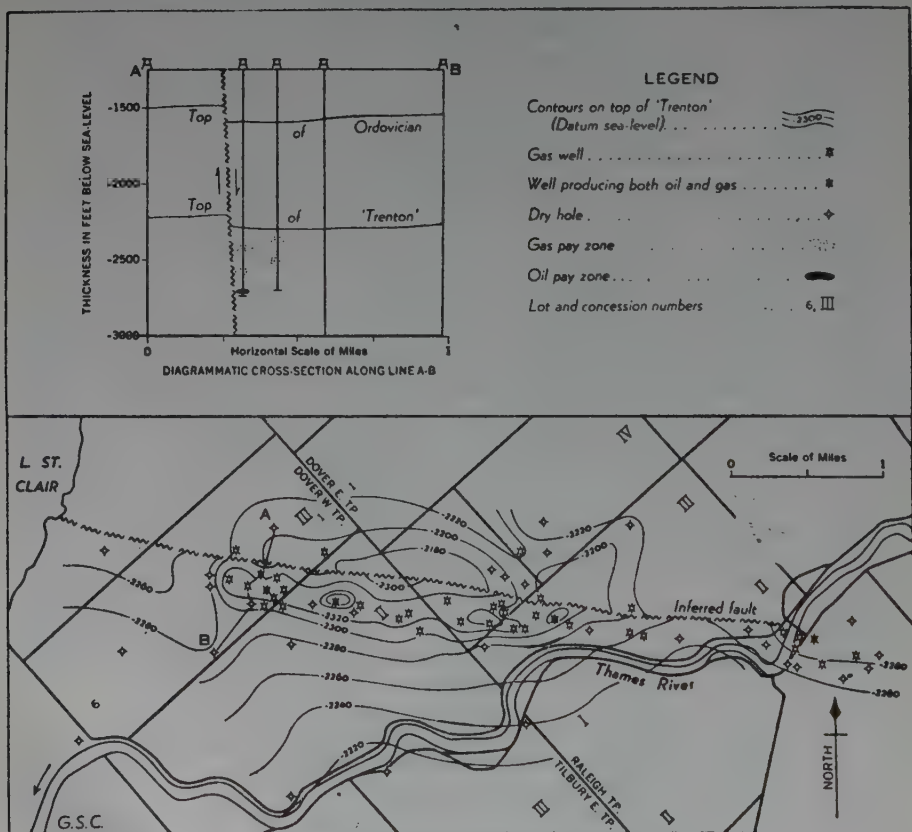


Figure 7. Dover Field, Kent County, Ontario

much of southwestern Ontario, only one field of commercial significance has so far been found. The Dover Oil and Gas Field near Lake St. Clair was discovered in 1917 and has produced continuously since that time. Production is from the Trenton limestone at irregular depths throughout the upper 425 feet with the gas zones and the oil zones ranging from 100 to 200 feet and 300 to 425 feet respectively

below the top of the formation. Contours on top of the Trenton (Figure 4) show an elongate structural 'low' or faulted syncline extending almost the entire length of the field and production is almost exclusively from this syncline. Productive zones cannot be correlated from well to well, a fact suggesting variation in porosity due to fracturing along the fault. Caley (1945) states "At least ten wells had initial open flows of from 3 to 7 million cubic feet of gas a day and initial yields for 25 other wells were from 50 M to more than 2,000 M cubic feet a day. Initial yields of oil were from 4 to 100 barrels and one well came in with 200 barrels a day."

Production from the Clinton and Cataract strata, as indicated on Figure 3 is confined to the Niagara peninsula. The reservoirs are the Whirlpool, Grimsby, and Thorold sandstones and the Irondequoit dolomite. Except for small oil production from the Whirlpool sandstone, production from these reservoirs is all natural gas. Although the Whirlpool sandstone and Irondequoit dolomite are responsible for most of the yield, gas may be obtained from each of the four reservoirs in a single well. Contours on top of the Irondequoit (Figure 5) show a generally south dipping monocline with little or no structural closure. The distribution of productive and non-productive wells with relation to the contours, showing dry holes surrounded by producers would suggest that porosity variation and irregularity rather than structural closure may be the leading factor in accumulation. At the end of 1954, there were about 3,400 gas wells producing from the Clinton and Cataract strata in Niagara district.

The Salina and Guelph formations are the most important natural gas reservoirs in Ontario and fields producing from these rocks have a wide distribution (Figure 3). In the Salina formation production is from porous dolomitic zones at the top of both the A-1 and A-2 units (Figure 2). The A-1 unit yields some oil as well as gas. Accumulation seems to occur at the crest of anticlinal structures and in some cases at least, porosity in the reservoir is thought to be related to leaching of salt beds above the productive zones. The Guelph dolomite produces both oil and gas but of the total production, the gas is by far the greater quantity. The main productive zone is near the top of the formation but several pay zones may be present. Reef structures particularly of the pinnacle type are responsible for a very high percentage of Guelph

gas production but it is now believed that biostrome type reefs are the reservoirs in some of the older fields. Figure 6 illustrates the structure on top of the Guelph formation in the Kimball field and the Payne, Corunna, Colinvill, and Seckerton reef pools. Production here is obtained both from the Guelph at the top of the reef and from the A-1 unit of the Salina at the off-reef position. Wells in these pools had initial open flows of 100 M to 40,000 M cubic feet a day. Most of the drilling is with cable tool rig and the high pressures commonly encountered in the upper few feet of the pinnacle reef structures prohibited deep penetration by this method. In recent years however several of the pinnacle reefs have been penetrated by the rotary drill and in some cases oil production has been obtained near the base of the reef structure. At the crest of the pinnacle reefs, the A-1 unit and the basal salt of the A-2 unit are invariably absent and in some localities the B-unit salt is also missing. This thinning of the salt causes gravity anomalies above the reefs and this type of geophysical survey has been of considerable value in detecting the presence of the reefs.

The distribution of Devonian oil fields in Ontario is shown on Figure 3. Production is obtained from the upper part of the Detroit River group, throughout the Columbus formation, and from the lower part of the Dundee formation. Records of the drilling in some of the old fields such as Oil Springs, Petrolia and Bothwell are sparse and incomplete but most of the production here is thought to be from the Dundee. Recent drilling in some of these old fields suggests that at least some of the oil is from the Detroit River and that the reservoir may be reefal in character. Figure 7 illustrates the recently discovered Rodney Oil field where the reservoir is the Columbus formation consisting of medium to coarsely crystalline dolomite with some sand. The field currently has about 100 productive wells with initial yields of 1 to 25 barrels of oil a day at depths of 350 to 430 feet below the surface.

Contours on the Columbus formation show an elongated dome structure terminated on the west by what appears to be a fault. A rapid thinning of salt occurs along the west side of the 'fault' and it therefore seems probable that subsidence due to leaching of the salt may be a more logical explanation of the observed irregularity in structure.

Exploration and Development

Figure 8 illustrates in graphic form exploratory and development drilling and the oil and gas production in Ontario for the 10-year period 1945 to 1954 inclusive. Drilling has been relatively constant throughout this period at about 75 exploratory and 285 development wells respectively each year. The standard cable tool method is employed almost exclusively although in recent years the rotary rig has been used in attempts to completely penetrate the pinnacle reef structures.

Natural gas production has remained relatively constant during the 1945-1954 period though moderate increases took place in 1953 and 1954 owing to discovery of several pinnacle reef fields in those years. Average gas production during the period is about 8 billion cubic feet annually. Oil production has increased from a low of 113,-325 barrels in 1945 to 412,500 barrels in 1954. This increase is mainly, attributable to two important oil field discoveries during this period. Average production was about 215,000 barrels annually.

SELECTED BIBLIOGRAPHY

- BEST, E. W. *Pre-Hamilton Devonian Stratigraphy of Southwestern Ontario*; Univ. of Wisconsin, unpublished Ph. D. thesis. 1953.
- BOLTON, T. E. *Silurian Formations of the Niagara Escarpment in Ontario, a Preliminary Account*; Geol. Surv. Canada Paper 53-23. 1953.
- CALEY, J. F. *Paleozoic Geology of the Toronto-Hamilton Area, Ontario*; Geol. Surv. of Canada Mem. 224. 1940.
- *Paleozoic Geology of the Brantford Area, Ontario*, Geol. Surv. of Canada Mem. 226. 1941.
- *Paleozoic Geology of the London Area, Ontario*; Geol. Surv. of Canada, Mem. 237. 1943.
- *Paleozoic Geology of the Windsor-Sarnia Area, Ontario*; Geol. Surv. of Canada, Mem. 240. 1945.
- EVANS, C. S. *Underground Hunting in the Silurian of Southwestern Ontario*; Proc. Geol. Assoc. of Canada, Vol. 3. 1950.
- GRIEVE, R. O. *Leaching (?) of Silurian Salt Beds in Southwestern Ontario as Evidenced in Wells Drilled for Oil and Gas*; The Can. Min. and Met. Bull. Vol. 48, No. 513. 1955.
- LANDES, K. K. *Oil and Gas investigations*; U. S. Dept. of the Int.; Geol. Surv. Chart OC 41. 1945.

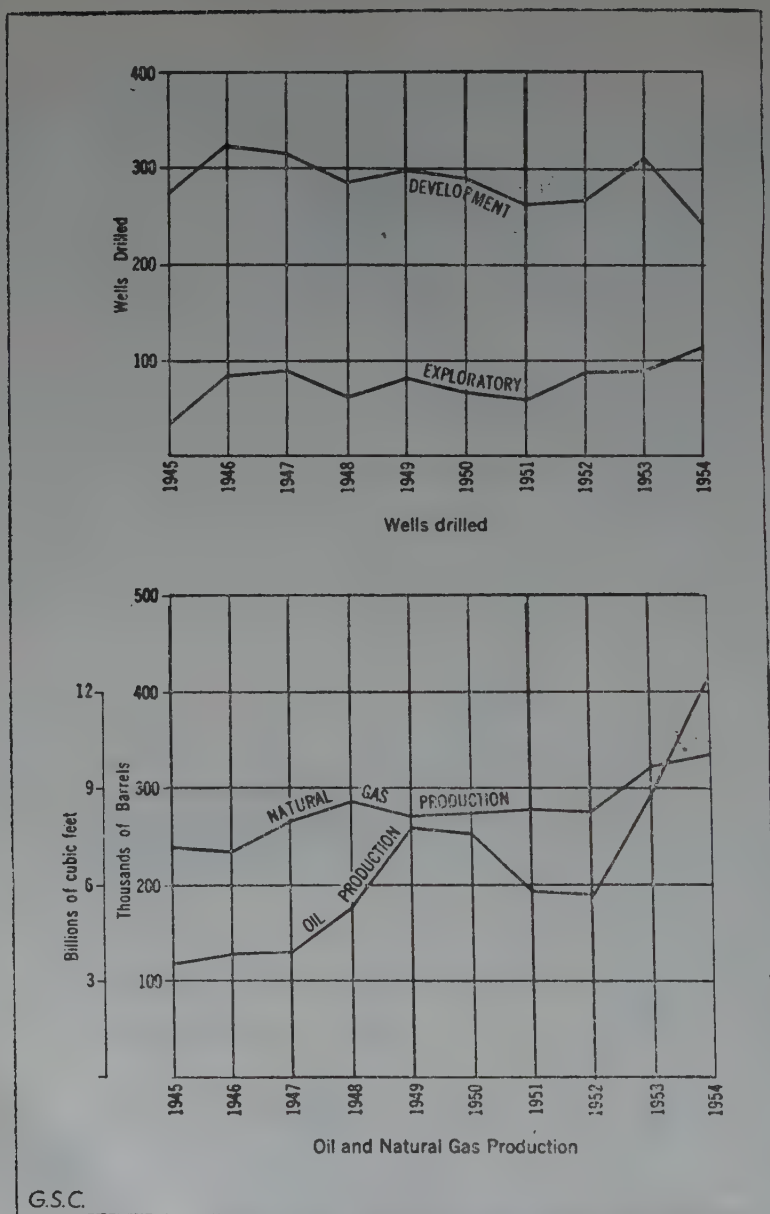


Figure 8. Graphs showing wells drilled and oil and natural gas production in Southwestern Ontario, 1945 to 1954 inclusive

- LIBERTY, B. A. *Stratigraphic Studies of the Ordovician System in Central Ontario*; Proc. Geol. Assoc. of Canada, Vol. 7, pt. 1. 1955.
- ROLIFF, W. A. *Salina-Guelph Fields of Southwestern Ontario*; Bull. of the Amer. Assoc. of Pet. Geol., Vol. 33, No. 2. 1949.
- *The Pre-Middle Ordovician Rocks of Southwestern Ontario*; Proc. Geol. Assoc. of Canada, Vol. 6, pt. 2. 1954.
- *Exploration for Oil and Gas in Eastern Canada*; Proc. Geol. Assoc. of Canada; Vol. 7, pt. 1. 1955.
- SANFORD, B. V. and BRADY, W. D. *Palaeozoic Geology of the Windsor-Sarnia Area, Ontario*; Geol. Surv. of Canada, Mem. 278 (Supplement to Mem. 240. 1955.
- SANFORD, B. V. and LAROCHELLE, A. *Southwestern Ontario, Principal Oil and Natural Gas Fields*; Geol. Surv. of Canada, Map. 1953.
- SHOULDICE, J. R. *Silurian Reefs of Southwestern Ontario*; The Can. Min. and Met. Bull., Vol. 48, No. 520. 1955.

NEW BRUNSWICK

So far as the petroleum possibilities of New Brunswick are concerned, only strata of Carboniferous age need be considered. These rocks rest with angular unconformity upon a pre-Carboniferous 'basement complex' of slate, quartzite, arkose, schist, and crystalline limestone so highly altered by granitic intrusives and earth movements during the Middle Devonian Acadian revolution as to have virtually no petroleum potentialities. The pre-Carboniferous rocks form the Caledonia Mountains, underlie the hills north of the city of Moncton, and form a generally west trending subsurface ridge, the crest of which is a short distance north of the Stony Creek oil and gas field (Figure 1).

The Carboniferous formations occupy a basin of about 12,300 square miles in the southeast part of the province. Most of this area is covered by forest and swamp with altitudes rarely more than 500 feet above sea level. A range of low southwest trending hills about 8 miles north of the city of Moncton divides the basin into northern and southern belts. The northern belt of about 9,000 square miles is underlain largely by a thick sequence of horizontal to gently folded Pennsylvanian strata of continental origin. Although some 2,000 square miles of this northern belt is believed to have more than 1,000 feet of Carboniferous rocks, it is not known whether the Pennsylvanian here is underlain by Mississippian rocks that might be favourable oil reservoirs.

The southern part of the region of Carboniferous rocks is about 3,000 square miles in extent and comprises uplifted areas of folded and faulted marine and continental strata of Mississippian age largely overlain by Pennsylvanian strata particularly in the eastern part. It is in this southern area, in what is known as the Moncton Basin, that the Stony Creek oil and gas field is located (Figure 1).

Stratigraphy

The Carboniferous formations of the Moncton Basin are indicated in Figure 2. The Mississippian includes both marine and continental

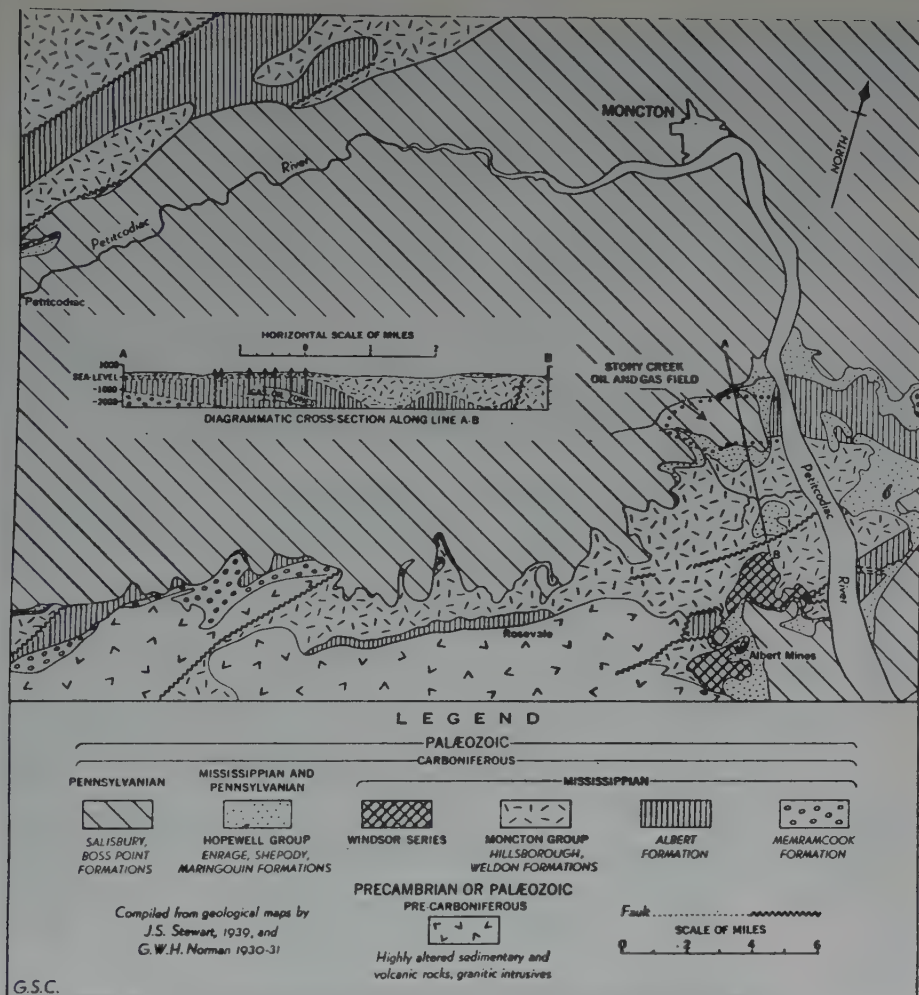


Figure 1. Moncton Basin showing the Stony Creek Oil and Gas Field, New Brunswick

strata but so far as is known the overlying Pennsylvanian is entirely of continental origin.

In contrast to the highly deformed and metamorphosed pre-Carboniferous rocks, the Carboniferous formations are unaltered and relatively horizontal or gently folded. The Mississippian began with deposition of red shale, sandstone and conglomerate of the Memram-

cook formation often referred to as the Lower Red Beds. These strata are followed by the Albert formation consisting of dark grey shale, siltstone, sandstone, limestone and conglomerate, much of which is marine in origin. Bitumen and oil shale are also present and the productive reservoirs of the Stony Creek field are in this formation.

A more or less general uplift seems to have taken place at the end of Albert time and this was followed by deposition of red shale, siltstone and some conglomerate forming the basal part of the Moncton group. (Weldon formation). The upper part of this group (Hills-

AGE	GROUP	FORMATION	DESCRIPTION	REL. THICK.
TRI-ASSIC			CONTINENTAL RED SANDSTONES AND CONGLOMERATES (INCLUDES BASALTS IN N.S.)	700'±
PERMIAN				
PENNSYLVANIAN (CONTINENTAL THROUGHOUT)			(PRINCE EDWARD ISLAND SURFACE FORMATIONS)	5500'±
	PICTOU (6700'±)	TORMENTINE RICHIBUCTO SCOUDOC SALISBURY	RED SHALE, CONGLOMERATE AND SANDSTONE PREDOMINANTLY BUFF FELDSPATHIC SANDSTONE, GREEN SILTSTONE AND COAL; PLANT FOSSILS FELDSPATHIC SANDSTONE, SHALE AND CONGLOMERATE, BUFF TO RED RED SHALE AND SILTSTONE, SOME SANDSTONE AND CONGLOMERATE, COAL; PLANT FOSSILS	500'± 1000'± 1500'± 2500'±
	CUMBERLAND		(NOVA SCOTIA ONLY), NON-MARINE CONGLOMERATE, SANDSTONE, SHALE, COAL	9000'
	RIVERSDALE	BOSS POINT	GREY QUARTZOSE SANDSTONE AND QUARTZ-PEBBLE CONGLOMERATES, PLANT FOSSILS	6200'
		ENRAGE	RED SANDSTONE, GRIT, SHALE AND CONGLOMERATE	1350'±
			(HIATUS)	
	CANSO	ROTFWELL SHEPODY MARINGOUIN	GREY-GREEN AND RED SANDSTONES AND SILTSTONE; PLANT FOSSILS RED SHALE AND SILTSTONE, MARINE TO CONTINENTAL	2320' 2600'±
	WINDSOR	SUBZONE C SUBZONE B SUBZONE A	FOSSILIFEROUS GREY LIMESTONE AND SANDSTONE FOSSILIFEROUS LIMESTONE, GYPSUM, SHALE, AND CONGLOMERATE LAMINATED LIMESTONE; PREDOMINANTLY MARINE	24' 1000'± 175'±
		HILLSBOROUGH	RED SANDSTONE, CONGLOMERATE, AND SHALE, VOLCANIC ASH BED AT	2900'±
	HORTON	WELDON	RED SHALE AND SILTSTONE WITH BASAL CONGLOMERATE	5000'±
MISSISSIPPIAN (CONTINENTAL WITH MARINE INVASIONS)		ALBERT	GREY-GREEN TO DARK GREY SHALE, SILTSTONE, SANDSTONE, LIMESTONE AND CONGLOMERATE, FOSSILS, ALBERTITE, BITUMEN AND OIL SHALE; MARINE IN PART	5500'±
		MEMRAMCOOK	RED SHALE, SANDSTONE, AND CONGLOMERATE; PLANT FOSSILS	7000'±
PRE-CARBONIFEROUS			VOLCANICS, SCHISTS, GRANITES, GNEISSES, SLATES, ETC.	

----- DISCONFORMITY (HIATUS)
 ~~~~~ UNCONFORMITY

G.S.C.

FIG.2. Generalized table of formations for the Province of New Brunswick

borough formation) rests disconformably upon the Weldon and like it, consists of conglomerate, red sandstone, and shale with a volcanic ash bed at the base. The Weldon and Hillsborough together have been referred to as the Upper Red Beds.

Deposition of the Moncton Group was followed by a fairly widespread marine invasion and deposition of the Windsor group. The rocks of this group consist of a succession of predominantly marine limestone with salt, gypsum, shale, and conglomerate in the middle part and some sandstone near the top. The presence of evaporites suggests an interconnection of relatively shallow basins. Windsor time terminated with an upwarping of the land and general retreat of the seas. Then began a period during which the conglomerate and red sandstone of the Hopewell Group were deposited. Deposition of this group seems to have been interrupted by a tectonic interval of folding and faulting during and after which time additional Hopewell type sediments accumulated, these later Hopewell strata are Pennsylvanian in age. The remainder of Pennsylvanian time is represented largely by sandstone with conglomerate, shale, and coal seams, the whole characterized by cross-bedding and lenticular distribution.

The area is part of the Appalachian province and the Carboniferous formations were repeatedly involved in faulting and folding of the general Appalachian type. Folding of the Mississippian formations was accompanied, at least locally, by diapiric movement of salt and gypsum that appears to be more or less continuous throughout long periods of time. The younger Pennsylvanian rocks are comparatively undisturbed except where they are affected by piercement-type bodies of salt and gypsum. It is believed that this type of movement may be due to the weight of overlying sediments.

### *Economic Geology*

The Stony Creek oil and gas field about 9 miles south of the city of Moncton on the west side of the Petitcodiac river is the only commercially productive field in the Maritime provinces of Canada. Structurally, the field is on a gently dipping monoclinal fold on the north limb of a syncline and has a proven area of about 1,600 acres. The field is divided into two parts by a north trending fault in the general vicinity of Meadow Brook. The main part of the field is east of this



fault and so far as known, no oil has been produced west of the fault. (Figure 3).

Production is from the Albert formation of early Mississippian age. At the Stony Creek field, this formation consists of grey, grey-green to black shale, calcareous shale, siltstone, and some limestone with medium to fine grained quartzose sandstone. The sandstone oc-

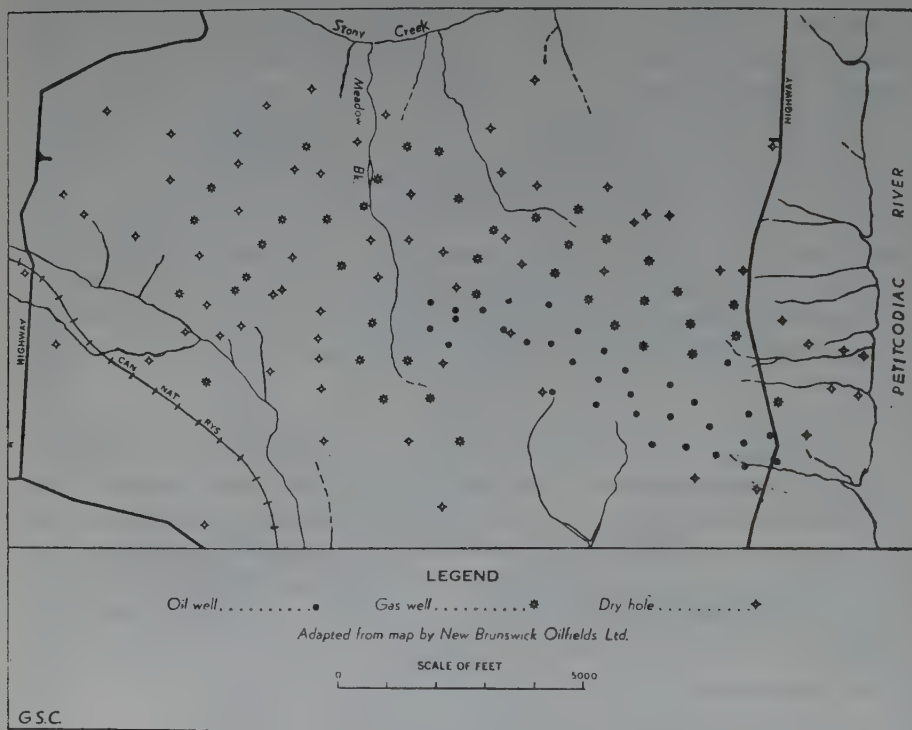


Figure 3. Stony Creek Oil and Gas Field, New Brunswick

curs in zones, the number of which varies from well to well with a maximum of about thirty. These zones are present in groups separated by intervals of 50 to 350 feet of predominantly non-bituminous shale. Six productive groups are known but the main production is from the lower four (Figure 4). Groups I and II are the least continuous laterally. In some wells these groups have yielded small quantities of gas and low grade oil. The chief oil production is from group



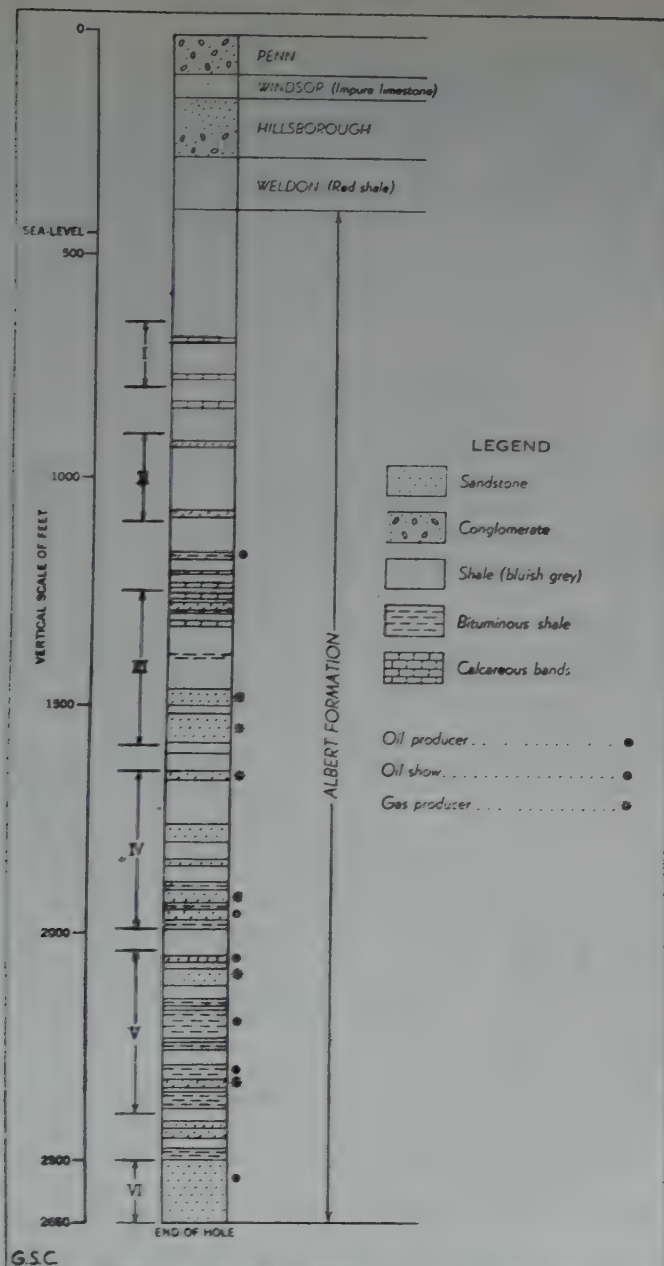


Figure 4. Generalized Log of Well No. 67, Stony Creek Field, New Brunswick

VI and this group appears to be overlain by the most persistent succession of bituminous shales and slates.

About 135 wells have been drilled in the Stony Creek field during the period 1909 to 1954, and of these 111 were successful. In 1955, the field had about 41 gas wells and 33 oil wells including a

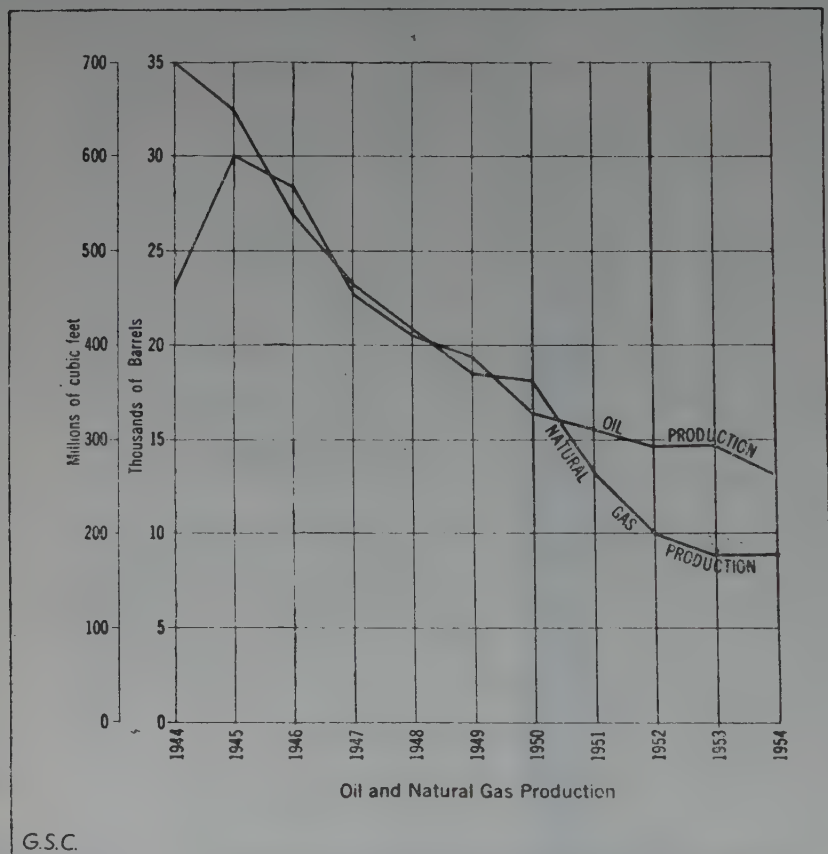


Figure 5. Stony Creek Oil and Gas Field production statistics 1944-1954

few wells yielding both oil and gas in commercial quantity. Initial productions of natural gas range up to 5,000 M cubic feet a day. Initial productions of oil are small and figures for individual wells are not available. However, it is estimated that the average daily production of all wells since discovery is less than 3 barrels. The oil is

of good quality with a reported average A.P.I. gravity of 37.3 degrees. However, analyses of crude oil samples from well number 96 and well number 128 indicate A.P.I. gravities of 57.2 and 42.6 degrees respectively.

Practically no drilling has taken place in the Stony Creek field during the past several years. However, attempts are now being made to find new oil production and several wells are currently drilling.

Figure 5 shows the annual production of oil and gas for the period 1944 to 1954 inclusive.

#### SELECTED BIBLIOGRAPHY

- BAILEY, L. W. and ELLS, R. W. "*Report on the Lower Carboniferous Belt of Albert and Westmorland Counties, New Brunswick*", Report of Progress, Geol. Survey of Canada, 1876-77, pp. 351-401. 1878.
- CHANTLER, H. McD. et al. "*Analysis of Canadian Crude Oils*", Rept No. 832 Mines Branch, Dept. of Mines and Technical Surveys, Ottawa, Canada, pp. 57-58. 1951.
- CLAPP, FREDERICK G. "*Petroleum and Natural Gas Resources of Canada*", New Brunswick, Canada, Dept. Mines, Mines Br., Vol. II Pt. I, pp. 23-57. 1915.
- GARLAND, G. D. "*Gravity Measurements in the Maritime Provinces*", Dominion Observatory, Ottawa, Canada, pp. 220-237, 1953. (Miller A. H and Garland, G. D.).
- GUSSOW, W. C. "*Carboniferous Stratigraphy and Structural Geology of New Brunswick, Canada*", American Association of Petroleum Geologists, Vol 37, No. 7, pp. 1713-1816. 1953.
- HENDERSON, J. A. L. "*Development of Oil and Gas in New Brunswick*", Trans. Canadian Inst. Min. Met., Vol. 43, pp. 159-178. 1940.
- HUME, G. S. "*Oil and Gas in Eastern Canada*". Economic Geology, Series No. 9, Geological Survey of Canada, pp. 167-182. 1932. (Norman, G. W. H. and Hume, G. S.).
- HUME, G. S. "*Petroleum Geology of Canada*", Geological Survey Economic Geology Series No. 14, pp. 10-14. 1944.
- NORMAN, G. W. H. "*Hillsborough*", Map 647A; "*Moncton*", Map 646A, Geological Survey of Canada. 1930-31.
- ROLIFF, W. A. "*Exploration for Oil and Gas in Eastern Canada*", Proceedings of the Geological Association of Canada, Vol. 7, Pt. I, pp. 77-81. 1955.
- STEWART, J. S. "*Salisbury*", Map 604A; "*Petitcodiac*" Map 642A, Geological Survey of Canada.
- WRIGHT, W. J. "*Geology of the Moncton Map-Area*", Mem. 129, Geological Survey of Canada. 1922.
- "*Maritime Provinces of Canada*", American Association of Petroleum Geologists, Vol. 35, Pt. I, pp. 475-478. 1951. Symposium.



UNITED STATES OF AMERICA

(ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA)

THE GEOLOGICAL OCCURRENCE OF OIL AND GAS IN THE  
UNITED STATES OF AMERICA

INTRODUCTION

The seven papers that follow discuss the geological occurrence of oil and gas in the United States of America. Officials of the XXth Session of the International Geological Congress desired relatively complete coverage of the United States because of the long history of petroleum exploration and development in regions of diverse geology. The first paper, which discusses trends in discovering and developing petroleum in the United States, is a general paper that serves as an introduction to the six regional papers. It has been the aim of the authors of the regional papers to present a succinct description of the geologic occurrence of the significant oil and gas accumulations in each region. Selected bibliographies have been included for those who may wish to obtain more detail.

The limits of the region to be covered by each author were proposed by the A.A.P.G. Committee for Assembling Papers on the United States for the Symposium on the Geological Occurrence of Oil and Gas and submitted to the authors for their approval or revision. As an aid to the authors the Committee also prepared a geologic analysis of the major oil fields of the United States. This, together with general suggestions on content and organization and on preparation of illustrations was the extent of the Committee's work on the Symposium.

The Committee acknowledges with appreciation the efforts of the authors in preparing the papers that follow and their complete co-



operation with the Committee in its attempts to obtain geological summaries of the economically more important occurrences of oil and gas in the United States.

AAPG Committee for Assembling  
Papers on the United States  
for the XXth International  
Geological Congress.

LEWIS W. MACNAUGHTON, Chairman  
JOHN C. DUNLAP  
JAMES E. BROOKS,

UNITED STATES OF AMERICA

(ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA)

RECENT TRENDS IN DISCOVERING AND DEVELOPING  
PETROLEUM IN THE UNITED STATES

By C. C. ANDERSON,<sup>1</sup> and K. F. ANDERSON<sup>2</sup>

ABSTRACT

The paper is an introduction to the United States section of the Symposium on Oil and Gas Deposits, and includes comments on domestic demand, reserves, drilling, exploration, and oil and gas deposits.

During the past decade, the demand for petroleum in the United States increased about 70 percent from 1.8 billion to 3.0 billion barrels per year. Studies indicate that the present domestic demand for petroleum will be doubled by 1975.

The current proved reserve of about 35 billion barrels of hydrocarbon liquids is the highest ever attained in the United States. The increase in total footage drilled per year has maintained a satisfactory ratio between proved reserves and domestic demand. However, less and less oil is being developed per unit of hole drilled. This is due to the ever-increasing depth of new wells and to the decreasing size and low productivity of many of the recently-discovered oil deposits.

During the past decade, exploratory drilling has increased more rapidly than the total drilling effort. The degree of success of all exploratory drilling has held remarkably constant with 22.7 percent of the total footage being successful. Exploratory drilling for new fields has averaged about 14 percent successful.

INTRODUCTION

The purpose of this paper is to introduce the United States section of the Symposium on Oil and Gas Deposits. In doing this, the large domestic demand for petroleum products and its impact on exploration and development of oil fields will be mentioned. These economic urges have been powerful during the past decade, and long range fore-

---

<sup>1</sup> Chief Petroleum Engineer, Bureau of Mines; United States Department of the Interior, Washington, D. C.

<sup>2</sup> Petroleum Engineer, Chief, Dallas Petroleum Field Office; Bureau of Mines; Region IV; United States Department of the Interior, Dallas; Texas.

casts predict continued increases in the future. The discussions are based largely on the petroleum statistics presented in table 1. Except as otherwise noted, volumes of hydrocarbon liquids are employed in this paper instead of crude oil because all of these liquids, crude oil, condensates, and natural gas liquids, are used in satisfying the domestic demand for petroleum products.

#### DOMESTIC DEMAND

During the past decade the domestic demand for total hydrocarbon liquids increased more than 70 percent - from 1,793 million to 3,072 million barrels per year. Yearly increases ranged from 0.2 to 12.1 percent and averaged 6.2 percent per year for the whole period.

TABLE I  
PETROLEUM STATISTICS FOR UNITED STATES  
(VOLUMES IN THOUSAND BARRELS)

| Year | New Wells <sup>1</sup><br>Drilled<br>Total Footage | Exploratory<br>Footage<br>Drilled <sup>2</sup> | Percent<br>Exploratory<br>Footage of<br>Total Footage | Proved<br>Reserves <sup>3</sup> | U. S. Demand <sup>4</sup> |
|------|----------------------------------------------------|------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|---------------------------------|---------------------------|
| 1946 | 101,124,813                                        | 22,197,743                                     | 22.0                                                  | <sup>5</sup> 24,036,779         | 1,792,786                 |
| 1947 | 112,816,124                                        | 26,393,348                                     | 23.4                                                  | 24,741,660                      | 1,989,803                 |
| 1948 | 136,709,153                                        | 32,741,097                                     | 23.9                                                  | 26,821,227                      | 2,113,678                 |
| 1949 | 138,616,941                                        | 34,798,291                                     | 25.1                                                  | 28,378,501                      | 2,118,250                 |
| 1950 | 159,761,732                                        | 40,175,173                                     | 25.1                                                  | 29,536,061                      | 2,375,057                 |
| 1951 | 176,757,221                                        | 49,343,694                                     | 27.9                                                  | 32,192,633                      | 2,574,413                 |
| 1952 | 188,392,695                                        | 55,615,389                                     | 29.5                                                  | 32,957,205                      | 2,664,407                 |
| 1953 | 198,431,603                                        | 60,702,371                                     | 30.6                                                  | 34,382,750                      | 2,775,321                 |
| 1954 | 211,296,158                                        | 59,581,038                                     | 28.2                                                  | 34,805,203                      | 2,832,424                 |
| 1955 | 227,479,545                                        | 69,173,209                                     | 30.4                                                  | 35,450,735                      | 3,071,648                 |

<sup>1</sup> World Oil data.

<sup>2</sup> Lahee, F. H.; Exploratory Drilling; Bulletins of AAPG; 1947-56.

<sup>3</sup> American Petroleum Institute.

<sup>4</sup> Bureau of Mines.

<sup>5</sup> Crude oil only for 1946. Total hydrocarbon liquids for 1947-55.

The per capita use of petroleum products now exceeds 18 barrels per year and has increased 5.7 barrels per person in the United States during the past 10 years. The population has increased about 18 percent also, and these two factors account for the large increase in demand.

Petroleum is an important commodity in the lives of all the people of the Nation. It lightens many of man's burdens through the use of power equipment, adds to his pleasures through travel, and provides comfort through heating and air conditioning. The uses for petroleum are still expanding and undoubtedly will for some time to come. This expansion and the estimated increase in population are two important factors that are often used as bases in forecasting future demand.

Several studies of the future domestic demand for liquid petroleum products have been made. The estimates resulting from these studies range from 4,500 to 6,000 million barrels per year by 1975. This range of estimates results when per capita use figures ranging from 25 to 28 barrels per year per person and population estimates of 180 to 215 million people in 1975 are used in the calculations. If the domestic demand in 1975 is taken to be 5,500 million barrels, the increase per year in future will be 3.2 percent, which is only about one-half of the average increase per year during the past decade. The estimated demand for 1960, as based on the longrange figure of 5,500 million barrels in 1975, is 3,600 million barrels of total hydrocarbon liquids. This estimate, which now appears conservative, will be used in studying the trends in proved reserves and drilling.

#### RESERVES

In the United States the measure for petroleum reserves is known as proved reserves. These reserves are the drilled and undrilled reserves in known fields that are recoverable by the production methods now being employed on the respective properties and under prevailing economic conditions. In other words, proved reserves are estimates of yields of petroleum from known deposits based on current economic conditions and operating techniques used in the individual fields. They have no close relationship to the total reserves that will be developed, the improved methods that may increase recovery, or the rate at which oil and gas may be produced efficiently.

The large and steadily growing demand for petroleum in the United States has stimulated an extensive exploration and development program during the past decade. The total footage drilled per year has more than doubled in the past 10 years and has brought good results to maintain a satisfactory ratio of proved reserves to domestic demand. During this time the total drilling effort has developed enough petro-

leum deposits not only to replace the 23,000 million barrels of hydrocarbon liquids that were produced, but also to add substantially to the proved reserve, so that on January 1, 1956, the proved reserve was 35,451 million barrels of hydrocarbon liquids, the highest in the history of the petroleum industry in the United States. However, during the past 10 years the average annual rate of increase of total hydrocarbon-liquid reserves has been about 4.4 percent. It will be recalled that the average annual rate of increase in domestic demand was 6.2 percent. Although the petroleum industry has been very successful in exploration and development, the proved reserves have increased at a slightly slower rate than the demand.

### DRILLING

During the past 10 years the petroleum and natural gas industry has drilled over 1,650 million feet in exploring and developing oil and gas fields in the United States. This is nearly 313,000 miles of hole and is equivalent to about 40 equatorial diameters of the earth. In this period the total footage of hole drilled in new wells increased year by year at an average rate of 9.6 percent. In 1955 new wells totaled about 227 million feet of hole and represented an increase of 125 percent of the footage figure in 1946. The increased drilling effort exceeded the increases in both domestic demand for petroleum products and proved reserves of total hydrocarbon liquids. This is due largely to the ever-increasing depth of wells and the decrease in proved reserves developed per foot of new well hole drilled.

The average depth of only the productive wells drilled in 1946 was about 3,515 feet, compared with 4,066 feet in 1955, an increase of 551 feet in average depth, or 15.7 percent. The average depth of all wells drilled in 1955 was 22 percent greater than those drilled 10 years earlier. This means that today deeper drilling is required to develop oil and gas wells.

The second cause for the greatly increased drilling effort is the decreased proved reserves of many oil deposits being developed today. Figure 1 presents the picture with respect to results derived from well drilling in terms of new proved reserves of oil developed per foot of hole drilled. New proved reserves are defined by the American Petroleum Institute in its estimates as liquid hydrocarbons discovered during the year plus revisions of previous estimates and extensions of



known deposits. In this curve the data on proved reserves are on a common basis for the past 9 years only. Estimates of proved reserves of natural gas liquids are not available for 1946, and the figure for that year concerns crude oil only.

It would be desirable to have the revision of estimates posted to the years in which the discoveries were made, but lack of data made this impossible. Undoubtedly the fluctuations in the values for barrels per foot from year to year would be reduced if this could be

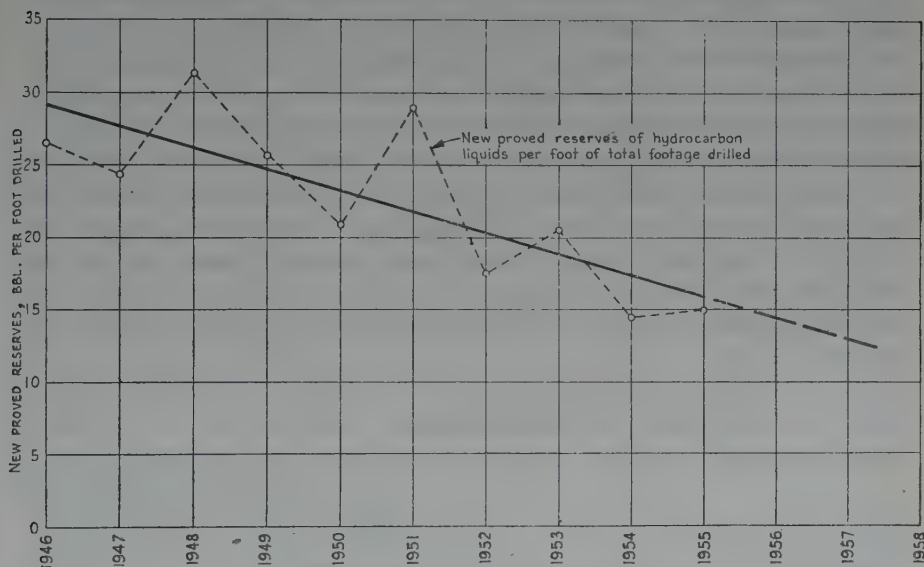


FIGURE 1.-RECORD OF NEW PROVED RESERVES PER FOOT DRILLED

RECENT TRENDS IN DISCOVERING AND DEVELOPING  
PETROLEUM IN THE UNITED STATES  
By C.C. Anderson and K.F. Anderson

done; however, it is evident that the general trend of results obtained by drilling is downward. Less and less oil is being developed per foot drilled.

The first suspicion might be that this situation is due to the footage of dry holes drilled in the exploratory effort. Elimination of this dry-hole footage would increase the values for the period under study by 3.9 to 8.1 barrels per foot drilled and averaging 5.7 barrels per foot. This would only raise the curve, figure 1, and not change its downward trend. As the results are measured on the total effort rather

than the effort that results in successful development of petroleum resources the data are presented as shown. The ratio of successful exploratory footage to total exploratory footage has remained about constant; this is indeed an accomplishment, but it did not reverse the trend. The whole drilling effort year by year has resulted in development of less and less new oil per foot drilled.

About 86 percent of all wells in the United States are being drilled with rotary tools. The past decade has seen substantial technologic and operating advancements in rotary drilling. Although total operating costs have increased nearly 50 percent, this has been offset by an increased rate of penetration of 57 percent. Thus the cost of drilling per foot has remained fairly constant, but the cost of an average well has increased because of the increased cost of casing and other equipment for the well and the increased depth. These combined factors have resulted in increased costs of about 65 percent during the past decade for average-depth producing wells; during the same time the price of crude oil has increased. Thus, from an economic standpoint the trend in diminishing results from the total drilling effort has been compensated by a combination of technologic and economic factors.

#### EXPLORATION

The petroleum geologist is concerned with the results obtained in drilling. He is especially interested in exploratory drilling because from it he receives new information, develops new ideas, and experiences a special thrill when his recommended exploratory drilling site produces a discovery. During the past decade exploratory drilling has increased more rapidly in the United States than the total drilling effort. Whereas total footage increased 125 percent, exploratory footage increased about 212 percent in the 10-year period.

It is a pleasure to report that the degree of success in finding new oil and gas deposits has remained remarkably constant. During the past 10-year period, 22.7 percent of the total exploratory footage was successful, and year by year the percentage fluctuated between the narrow range of 21.4 and 24.0 percent. For new field exploratory tests, the range of successful footage to total footage varied between 13.4 and 15.3 percent. When one considers the great expansion in exploratory drilling, this is a highly important accomplish-

ment of which the geological and geophysical professions can be justly proud.

During the past 10 years about 82 percent of new field exploratory wells have been located on geological and geophysical advice, and about 1 test in 8 wells located on technical advice has been a discovery. The frequency of success for new field exploratory wells based on geological and geophysical data was about twice that for similar tests located on nontechnical or unknown advice.

Although the frequency of discovery among the new exploratory tests has remained fairly constant both on a footage and number-of-wells basis, new field discoveries have increased 176 percent in the past decade. It will be recalled that the footage of exploratory drilling increased 212 percent. The increased depth of wells is the principal reason for the difference in the two percentage figures.

Thus the geologist, geophysicist, and petroleum industry have been highly successful in finding new deposits of oil and gas. In fact, the rate of finding has increased more rapidly than domestic demand; but, as mentioned earlier, the rate of discovering proved reserves has lagged slightly behind the demand. The reason for this appears to be the size and low yield of new deposits that have been discovered and developed in recent years. Some are definitely marginal and would not be drilled if improved well-completion methods had not been developed and used.

Frederic H. Lahee, Chairman of the Committee on Statistics of Exploratory Drilling, reports annually in the June issue of the Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists the new oil fields discovered. His survey covers the 17 major oil-producing States; and new fields are classified in six groups, according to the size of the developed proved reserves of the fields. It takes several years to evaluate the reserves of a new field, so an analysis has been made of the 15-year period, 1938 to 1952. This clearly shows a marked drop in the rate of discovery of medium and large fields—reserves of 10 million barrels or more—each year. Comparing the annual rate of discovery of these larger fields, for each 5 of the larger fields found annually from 1938 to 1944, only 4 larger fields were found each year from 1945 to 1952. For smaller fields—1 to 10 million barrels—there was an increase in the average number discovered each year. For each 4 smaller fields discovered each year

from 1938 to 1944 there were 5 discoveries each year from 1945 to 1952. For fields with less than 1 million barrels in reserves, the annual average rate of discovery doubled. For example, there were 275 new field discoveries in 1941, of which 144 had less than 1 million barrels of reserves; in 1950 the 466 new field discoveries had 280 fields in this classification. Thus it appears that the size, both areal and volumetric, of the newly discovered fields has not paced the domestic demand for petroleum. This has not seriously affected the proved-reserve position of the country to date but will if the trend continues.

Assuming that the trend in discoveries continues, domestic demand for petroleum products increases as anticipated, and proved reserves are maintained in about the current balance with demand, a projection of the required drilling effort to accomplish this indicates that the United States will drill over 300 million feet of hole in 1960. Last year the industry expended 30.4 percent of its drilling effort on exploration. If drilling trends continue, in 1960 the petroleum industry will be devoting about 35 percent of its drilling effort to exploratory work.

The size and productive quality aspect of the trends in discovering new petroleum deposits are results of selecting the best prospects for exploratory drilling. This is the logical procedure followed by humans, and within any geological basin the result is the finding of smaller and smaller fields as time elapses until the economic limit is reached and exploration stops. Although this process is operating in all of the oil-producing regions of the United States the present downward trend does not necessarily have to continue.

For instance, the development of new methods for conducting geological and geophysical exploratory opens old regions for restudy and new evaluation; also, new ideas are powerful tools. A better method is needed for locating stratigraphic traps, which are now difficult to find by scientific methods. Fields producing from stratigraphic traps are often large, and the discovery of a proportionately larger number of these will assist in maintaining a desirable proved-reserve position.

Exploration in virgin or nearly virgin regions is another possible means of arresting this trend of proved reserves for footage drilled. Many regions in the United States have petroleum possibilities yet



have had little exploratory drilling, in fact, so small that only meager knowledge exists of subsurface conditions. Pioneering work in these regions is in progress, and some favorable results have been obtained, as is evidenced by the addition of 4 new oil-producing States in the past 6 years, 3 of which were added in 1954.

Present knowledge of many of these virgin regions indicates many unfavorable factors that have retarded exploration. Similar concepts delayed exploration and development for years in some of the present productive regions of the country. Undoubtedly new ideas, new methods, and pioneering exploration will discover new important petroleum deposits in undeveloped regions. In this connection mention is made of the continental shelves. In general, these are not virgin geological regions, inasmuch as they are the continuation of the land regions; however, many legal problems affecting these seaward regions have been resolved, and petroleum-development work is in progress. From a geographical region basis, these constitute new regions for exploration and development.

Proved reserves of petroleum may also be augmented by the improvement of production techniques to increase the yield from known deposits. Only about one-third of the oil is being recovered from United States fields. Although geologists normally are not as interested in increasing recovery as in discovering new deposits, there are many problems associated with the improvement of oil-recovery methods on which engineers, chemists, and physicists can profit from advice and suggestions from people trained in the earth sciences. The authors are engaged in research whose main objective is increased recovery of oil from known deposits. Basic and applied research will improve recovery methods, but the scientist must not overlook the fact that improvements must function within the prevailing economics. This is as it should be, but the economic limitation poses problems in improving production techniques. In executing exploration programs similar limitations are imposed by economic considerations.

Meetings such as the International Geological Congress and especially this Symposium on Oil and Gas Deposits present an excellent opportunity for scientists to exchange ideas and receive stimulus to develop new ones. During the past few years, the exploratory effort for oil and gas in the United States has produced much new material for study and the development of new geological interpretations. These



are of assistance to geologists in the United States and may help scientists in other countries. Papers of this Symposium will be especially valuable to petroleum geologists in the United States.

#### OIL AND GAS DEPOSITS OF UNITED STATES

Papers dealing with the geology of oil and gas deposits in five regions of the United States are being presented in this Symposium. Figure 2 shows these regions. Each region has many distinctive lithological and structural characteristics, which will be discussed more fully in the papers that follow. California, having the second largest accumulative oil production of any State in the United States, will be discussed in the West Coast region. The Rocky Mountain region is treated in another paper. This region comprises Montana, Wyoming, Colorado, Utah, northern Arizona, northern New Mexico, northwestern Nebraska, western South Dakota, and western Dakota. The Rocky Mountain region has witnessed much exploratory effort in recent years.

Texas, the largest oil producer among the States, will be discussed in papers covering two regions. That part of the State south and east of the Balcones fault is discussed in the Gulf Coast paper, which also includes Louisiana, Mississippi, and southern Arkansas. Extensive exploration and development work on the Continental Shelf in the Gulf of Mexico are now in progress, and descriptions are included in the Gulf Coast paper.

The remainder of Texas north and west of the Balcones fault, the southeastern portion of New Mexico, Oklahoma, Kansas, and the southern part of Nebraska comprise the Mid Continent region for the purposes of this presentation. This is a large and important oil producing region of the United States. The paper for the region covered by Illinois and Michigan Basins includes Illinois, Indiana, Michigan, and the northwestern part of Kentucky. This is an old producing region. However, it enjoys an active exploration program which, combined with the application of secondary-recovery methods in the oil fields, makes it possible for the region to maintain a good oil-production record. The Appalachian region, the oldest oil-producing region in the United States, has also maintained a good oil-production record because of secondary recovery methods being applied to the oil fields. This region covers Pennsylvania, West Virginia, and portions of New York, Ohio, Kentucky, Virginia, and Maryland.

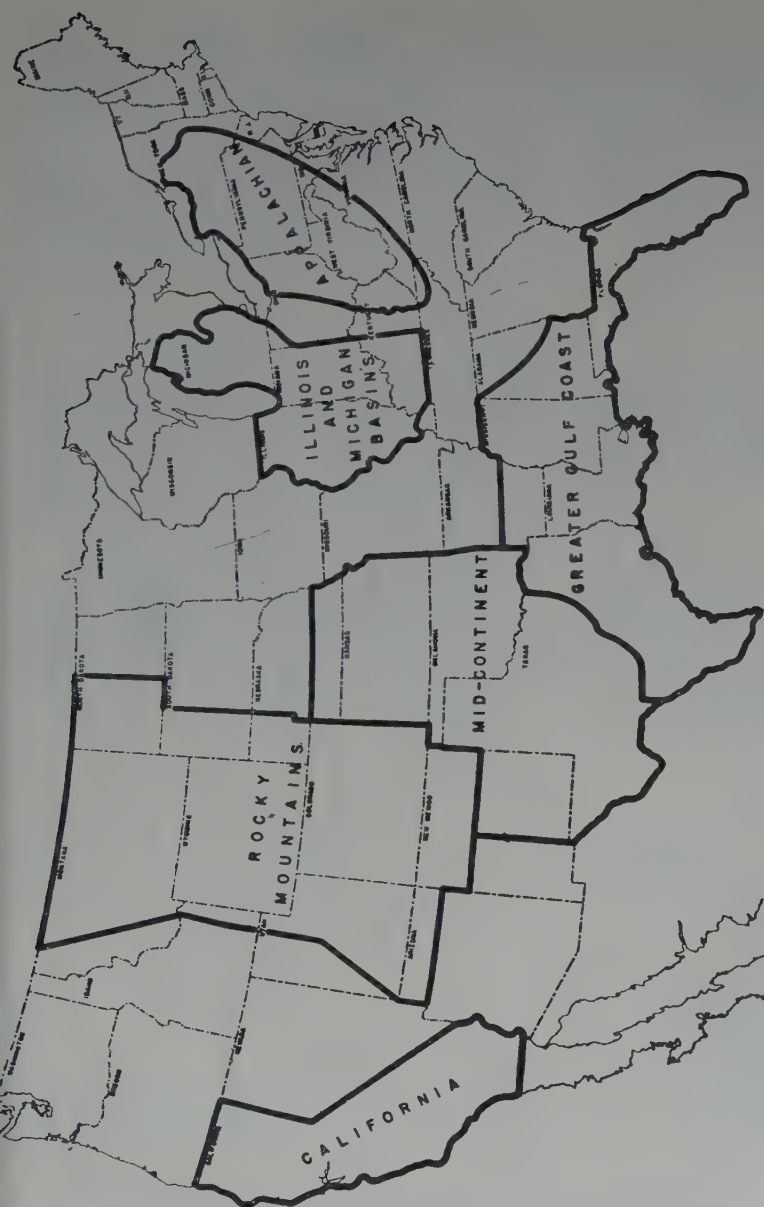


FIGURE 2.-REGIONS INCLUDED IN PAPERS ON THE GEOLOGICAL OCCURRENCE OF OIL & GAS IN THE UNITED STATES

RECENT TRENDS IN DISCOVERING AND DEVELOPING  
PETROLEUM IN THE UNITED STATES  
By C.C. Anderson and K.F. Anderson

Before presenting the papers for the United States section of the symposium, it might be well to review briefly the geologic sections that are productive of oil and gas in this country. These are listed in table II, which shows that productive formations range from Pleistocene to pre-Cambrian age. California fields produce from formations ranging from Pleistocene to Jurassic (?). The fields of the Rocky Mountain region produce from all of the systems ranging from Eocene to Cambrian. The Gulf coast has productive formations of systems from Upper Cretaceous to Ordovician, except for Triassic.

TABLE II

## Geologic Age of Oil and Gas Producing Formations of the United States

| Age and Stratigraphic Position |                  | Oil and Gas Producing Regions of United States |                |            |               |                              |             |
|--------------------------------|------------------|------------------------------------------------|----------------|------------|---------------|------------------------------|-------------|
| Era                            | System or Series | West Coast                                     | Rocky Mountain | Gulf Coast | Mid Continent | Illinois and Michigan Basins | Appalachian |
| Cenozoic                       | Recent           |                                                |                |            |               |                              |             |
|                                | Pleistocene      | O                                              |                | G          |               |                              |             |
|                                | Pliocene         | O                                              |                | O          |               |                              |             |
|                                | Miocene          | O                                              |                | O          |               |                              |             |
|                                | Oligocene        | O                                              |                | O          |               |                              |             |
|                                | Eocene           | O                                              | O              | O          |               |                              |             |
| Mesozoic                       | Upper Cretaceous | O                                              | O              | O          | O             |                              |             |
|                                | Lower Cretaceous |                                                | O              | O          | O             |                              |             |
|                                | Jurassic         | O?                                             | O              | O          |               |                              |             |
|                                | Triassic         |                                                | O              |            |               |                              |             |
| Paleozoic                      | Permian          |                                                | O              |            | O             |                              |             |
|                                | Pennsylvanian    |                                                | O              | G          | O             | O                            | O           |
|                                | Mississippian    |                                                | O              | G          | O             | O                            | O           |
|                                | Devonian         |                                                | O              | G          | O             | O                            | O           |
|                                | Silurian         |                                                | O              |            | O             | O                            | O           |
|                                | Ordovician       |                                                | O              | O          | O             | O                            | O           |
|                                | Cambrian         |                                                | O              |            | O             |                              | G           |
| Proterozoic                    | Pre-Cambrian     |                                                |                |            | O             |                              |             |

O-Produces oil and gas.

G-Produces gas only.

sic, Permian, and Silurian. The Mid-Continent region has fields producing oil and gas from systems ranging from Upper Cretaceous to pre-Cambrian, except for Jurassic and Triassic. The fields of the Illinois and Michigan Basins produce from formations ranging in age from Pennsylvanian or Upper Carboniferous to Ordovician. The Appalachian region has fields producing from formations ranging from Pennsylvanian to Cambrian.

#### SUMMARY

A review of the past decade shows that the demand for petroleum has increased about 6.2 percent per year, and conservative estimates forecast increases for many years. This demand has stimulated the exploration for and development of large proved reserves of petroleum in the United States. Forecasts indicate even greater exploration and development in the future.

The favorable position of the country in respect to these natural resources is due largely to the effort of the geological, geophysical, and engineering professions and the petroleum industry. In recent years much new information has been developed from the exploratory effort, and this Symposium offers a splendid opportunity to review the new material and present the latest concepts, region by region.





UNITED STATES OF AMERICA

(ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA)

OIL IN CALIFORNIA

By MASON L. HILL <sup>1</sup>

ABSTRACT

California oil basins cover only a small fraction of the southern portion of the State. The fields occur in both valley and mountain terrains. Reservoirs are in all ages of rock from Jurassic into Pleistocene, with most of the oil coming from thick and multiple sand zones of Miocene and Pliocene age. The fields are characterized by small areal extent with high oil recoveries per acre. Oil accumulations are mainly in gently folded, and in sharply folded and faulted structures, often combined with stratigraphic closures. The Midway-Sunset, Ventura Avenue, Santa Fe Springs, Wilmington, Russell Ranch, and Wheeler Ridge oil fields exemplify the principal modes of oil occurrence, as well as the history of exploration, in California. Thirty-eight fields with ultimate primary reserves of over 100 million barrels, including four approximating one billion barrels, account for 85% of the State's known oil.

California has produced oil for approximately ninety years, was the principal oil producing state for portions of the first sixty years, and contributed nearly 40% of the U. S. production in 1923. To 1956, the State had produced more than ten billion barrels of oil with an estimated primary reserve of four billion barrels. Annual production reached a peak of 365 million barrels in 1953 but discoveries have been increasingly behind production rates since 1940. Now decreasing production can be expected to fall farther behind increasing regional demand for oil. However, offshore exploration and secondary recovery practices may result in a substantially greater oil supply in California.

INTRODUCTION

The State of California is the only significant producer of oil and gas west of the Rocky Mountain region, and has traditionally supplied itself, Oregon, Washington, Nevada, and Arizona (see figure 1). Ca-

---

<sup>1</sup> Chief Geologist, Richfield Oil Corporation, Los Angeles, California. The author gratefully acknowledges publication permission from the Richfield Oil Corporation, and help in preparation of the manuscript from Richfield personnel, particularly Marlene Hyde and L. E. Porter.

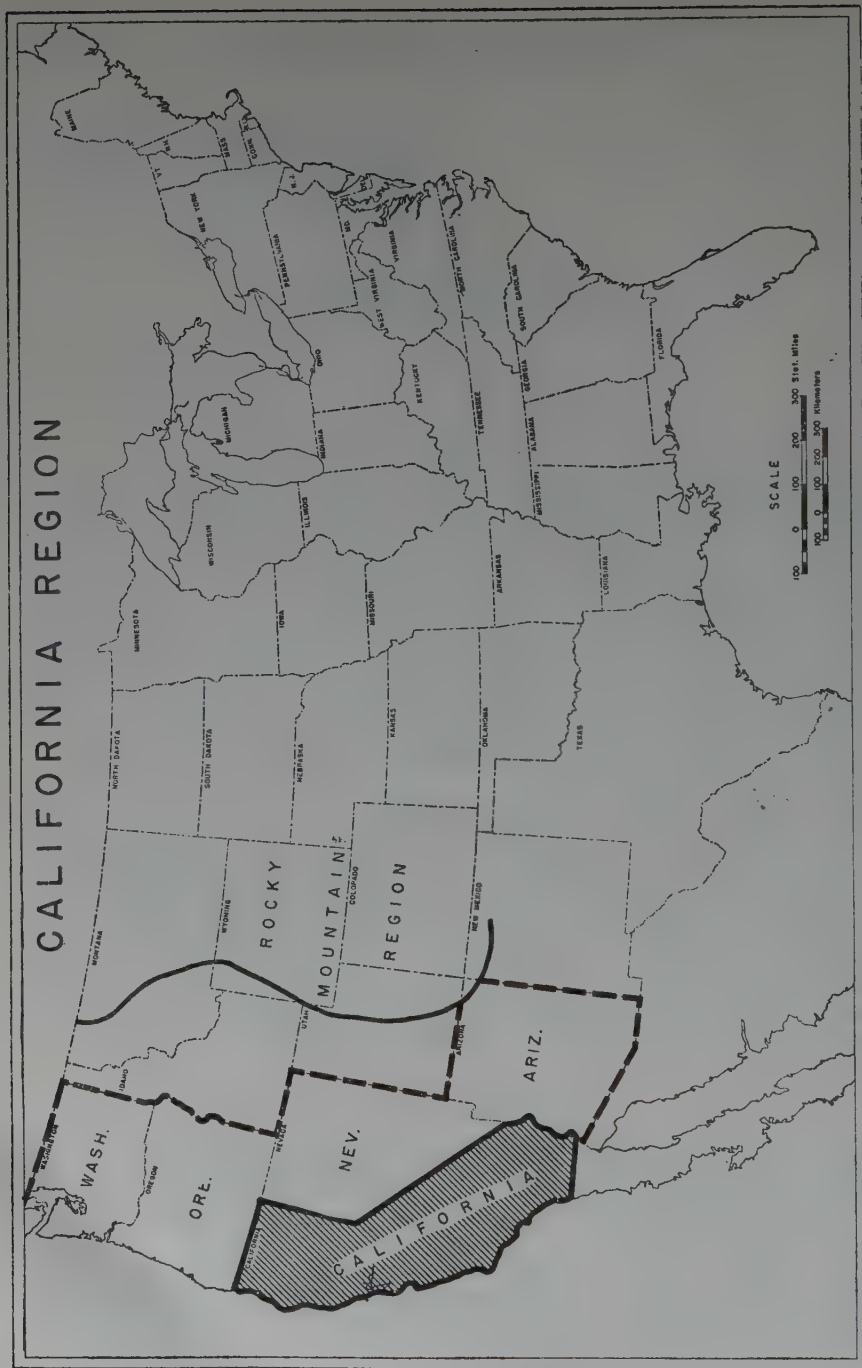


Fig. 1—Map showing California, its market area, and west margin of Rocky Mountain region.

lifornia has been producing oil since 1865; was the major producing state from 1903 to 1914 and again from 1923 to 1926; produced 39% of the United States oil in 1923; and last year produced 355 million barrels, second to Texas, and 14.6% of the United States total. California's cumulative production through 1955 is 10.4 billion barrels, or 19.9% of the United States total, and its estimated primary reserve is nearly 4 billion barrels, or about 12.7% of the United States reserve.

California has produced approximately 14.7 trillion cubic feet of gas and is estimated to have a proved reserve of 8.9 trillion cubic feet (3.9% U.S. total). During 1955 the domestic production was 503.4 billion cubic feet but the regional utilization was almost double that amount. In ten years the demand for natural gas is expected to be about four times the State's domestic supply. California's gas fields are principally in the northern portion of the Great Valley, where essentially no oil is obtained. The present discussion will be mainly limited to the oil provinces in the southern portion of the State.

California's oil production reached a peak of 365 million barrels in 1953 and is now on what appears to be a permanent decline. Furthermore, annual production has exceeded newly discovered reserves for the past several years so that in 1955 new reserves from ten new fields and forty new pools accounted for only about 30 million barrels, or 8.5% of the year's production. This discouraging situation of dwindling reserves is occurring in spite of increased exploration expenditures, which were approximately 130 million dollars last year, or at the exorbitant cost of nearly \$4.00 per discovered barrel. And finally, the regional demand for petroleum products has now substantially surpassed (by 82,000 barrels a day in 1955) the local supply, and it is anticipated that this demand will increase by at least 35% within ten years, regardless of the declining domestic production.

California oil industry is fully aware of its weakening position and it is making every reasonable effort to stem the downward production trend. It can be expected to do this mainly by; (1) developing substantial offshore production, and (2) increasing ultimate oil reserves by secondary recovery methods.

It is believed, however, that the California industry can contribute more than oil to a rapidly expanding World industry by its example in the applications of geology to oil and gas exploration. Thus the present

discussion of the geologic occurrences of oil in California is intended also as a case history of petroleum exploration.

### *Geomorphology*

Figure 2 shows the customarily classified geomorphic provinces of California; a state of geographic contrasts in elevation (from 300 feet below, to over 14,000 feet above sea level), temperature, rainfall, vegetation, and distribution of population. Notice here the positions of the Sierra Nevadas and Coast Ranges with the intervening Great Valley, the Transverse and Peninsula ranges, and the Los Angeles Basin. The oil and gas fields are shown and distinguished on this figure in their geomorphic setting; they occur in the Great Valley, southern Coast Ranges, western Transverse Ranges, and Los Angeles Basin. Only gas accumulations occur in the northern part of the Great Valley. The oil basins of southern California are shown on another map.

### *Geology*

Figure 3 is a sketch map of the surface distribution of the major rock units, including major areas of granitic (Bc) and Franciscan (JF) basement, marine Cretaceous (K), marine and continental Tertiary (Tm and Tc), Cenozoic volcanics (Volcs) and Quaternary deposits (Q). The oil and gas fields are concentrated in alluviated areas, the oil fields of the southern area are in or near marine Tertiary strata and the major gas fields of the northern area are in the alluviated area bordered by marine Cretaceous and continental Tertiary strata. Although petroleum occasionally occurs in fractured basement rocks, and commonly in fractured shales and in continental sands, its major occurrence in California is in marine arkosic sands in all parts of the stratigraphic section, including Jurassic through Pleistocene strata. California is characterized by local thick marine clastic sections, with up to 40,000 feet of Cretaceous in the Coast Ranges and up to 50,000 feet of Tertiary strata in the Ventura basin-Santa Ynez Range region.

Thick marine Tertiary sections are: 4,000 feet of Paleocene (Simi Valley), 15,000 feet of Eocene (Santa Inez Mountains), 3,000 feet of Oligocene (Santa Cruz Mountains), 6,500 feet lower Miocene (Cuyama-Salinas basin), 3,500 feet middle Miocene (San Joaquin basin), 9,500 feet upper Miocene (Los Angeles Basin), and 3,500 feet lower

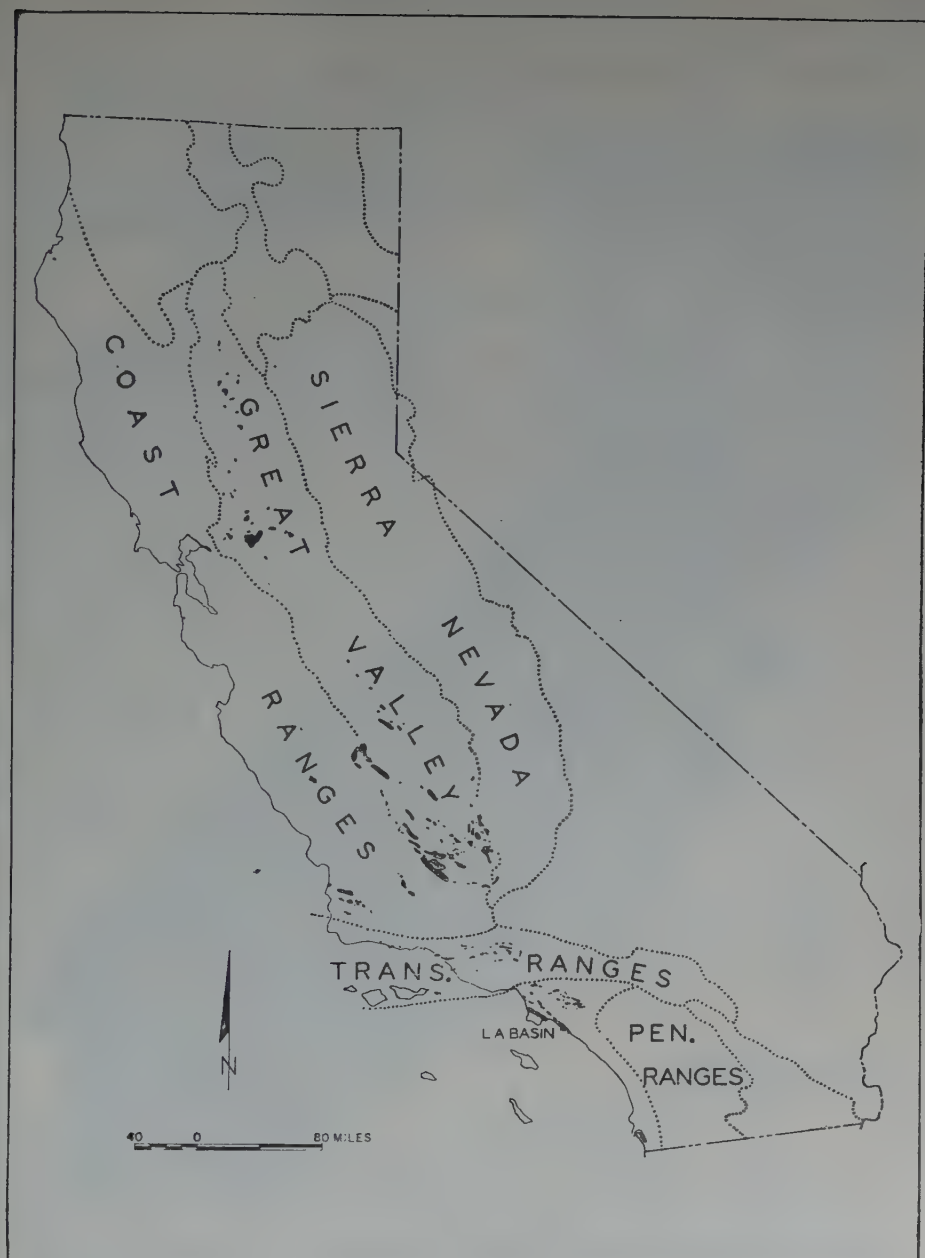


Fig. 2—Geomorphic map of California, showing oil and gas fields.



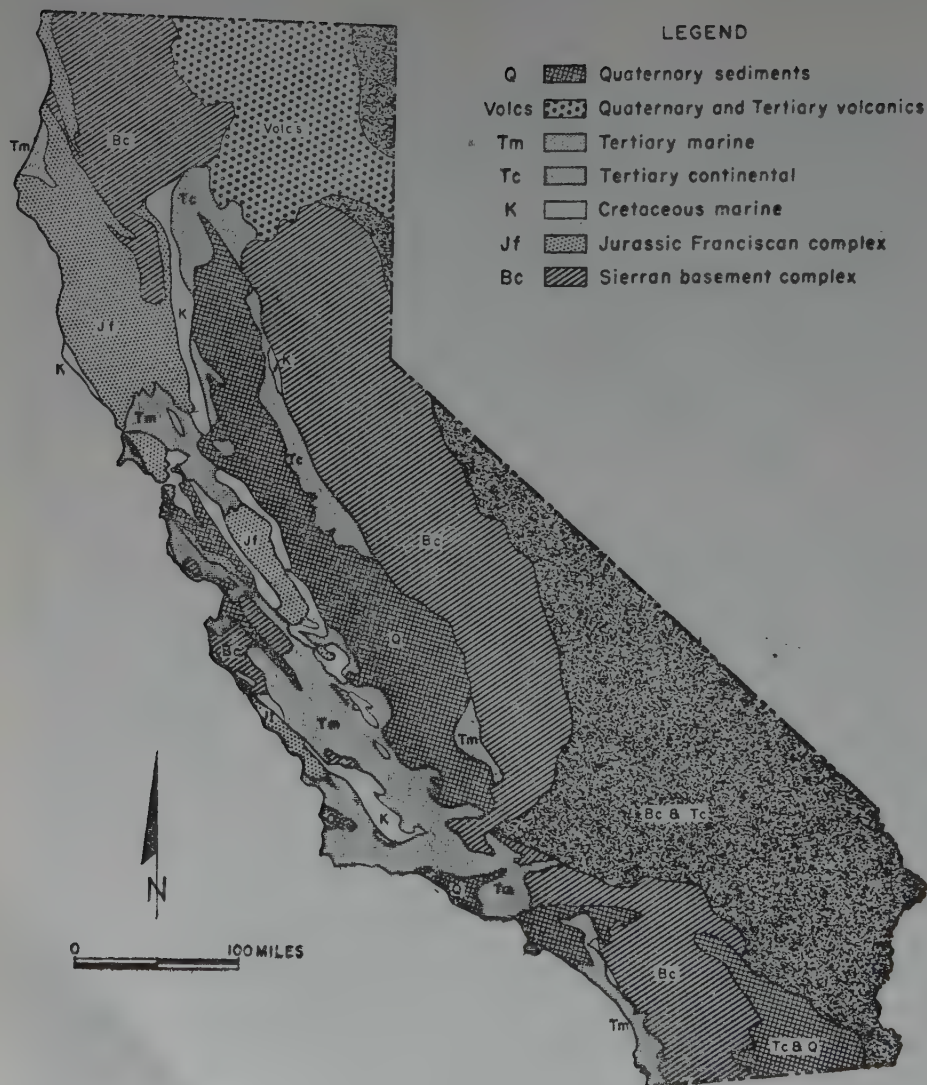


Fig. 3—Geologic map of California, showing distribution of major rock units.

Pliocene, 3,000 feet middle Pliocene, 6,500 feet upper Pliocene, and 5,000 feet Pleistocene (Ventura basin).

The Pliocene section has furnished 48% of the State's oil, the Miocene is a close second with 47%, Eocene is third with only 3.5% and Oligocene, pre-Cretaceous, Pleistocene, and Cretaceous strata make up the remaining 2.5%.

#### TECTONICS

Figure 4 is a tectonic sketch map of California showing the major fault pattern and anticlinal trends. Noteworthy here is the 600-mile northwest trending right lateral-slip San Andreas fault zone which transects several geomorphic provinces and separates unlike rock types and sections along its entire course. Seismic, geodetic, topographic, and geologic data indicate that movement on this fault zone has continued to be in a right lateral sense, at least since late Mesozoic time, and that the cumulative strike-slip is at least several tens of miles and possibly several hundred miles. Many other of the steep west-northwest to north-northwest trending faults also show evidences of a substantial component of right lateral-slip. Several important and steep northeast to east-northeast trending faults are known to have left lateral-slip movements so that much of California has suffered north-south relative shortening. The east-west Transverse Ranges are also a manifestation of this shortening. Many of the fold axes trend west-northwest, probably tectonically related to the northwest-trending strike-slip faults, although in and bordering the Transverse Ranges they typically trend east-west, as do the common reverse and thrust faults. Faults play a prominent role in the California occurrences of oil and gas as trapping structures and in the geologic history of these accumulations.

#### OIL FIELDS

Figure 5 shows most of the several hundred oil and gas fields of southern California; outlines the principal oil producing basins; and locates the six oil fields to be discussed, as examples of oil occurrence and history of exploration. The thirty-eight large oil fields (over 100 million barrels of primary reserves) account for 85% of California's produced and primarily producible oil and include seventeen with more than 200 million barrels, eight over 500 million barrels and one over

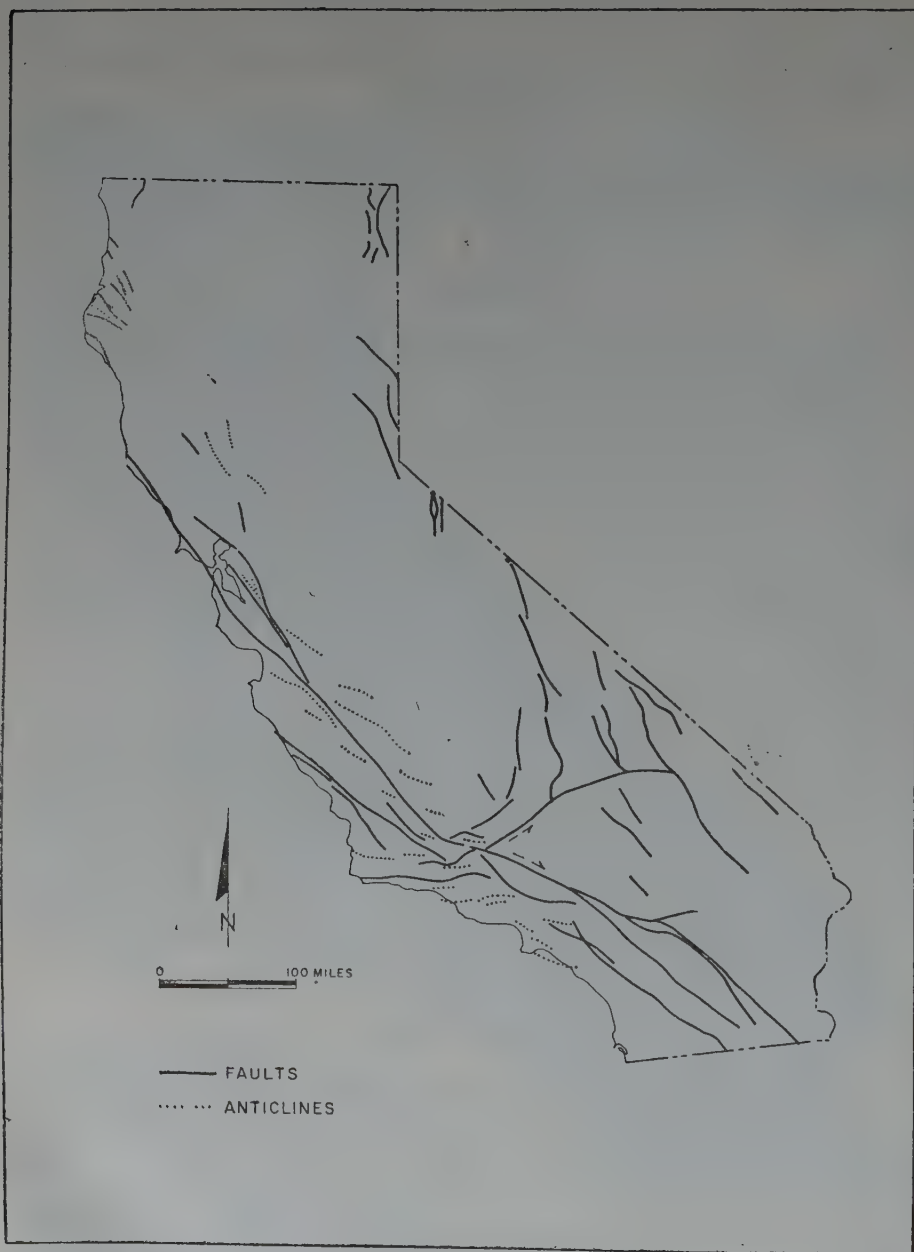


Fig. 4—Tectonic map of California, showing major faults and anticlines.

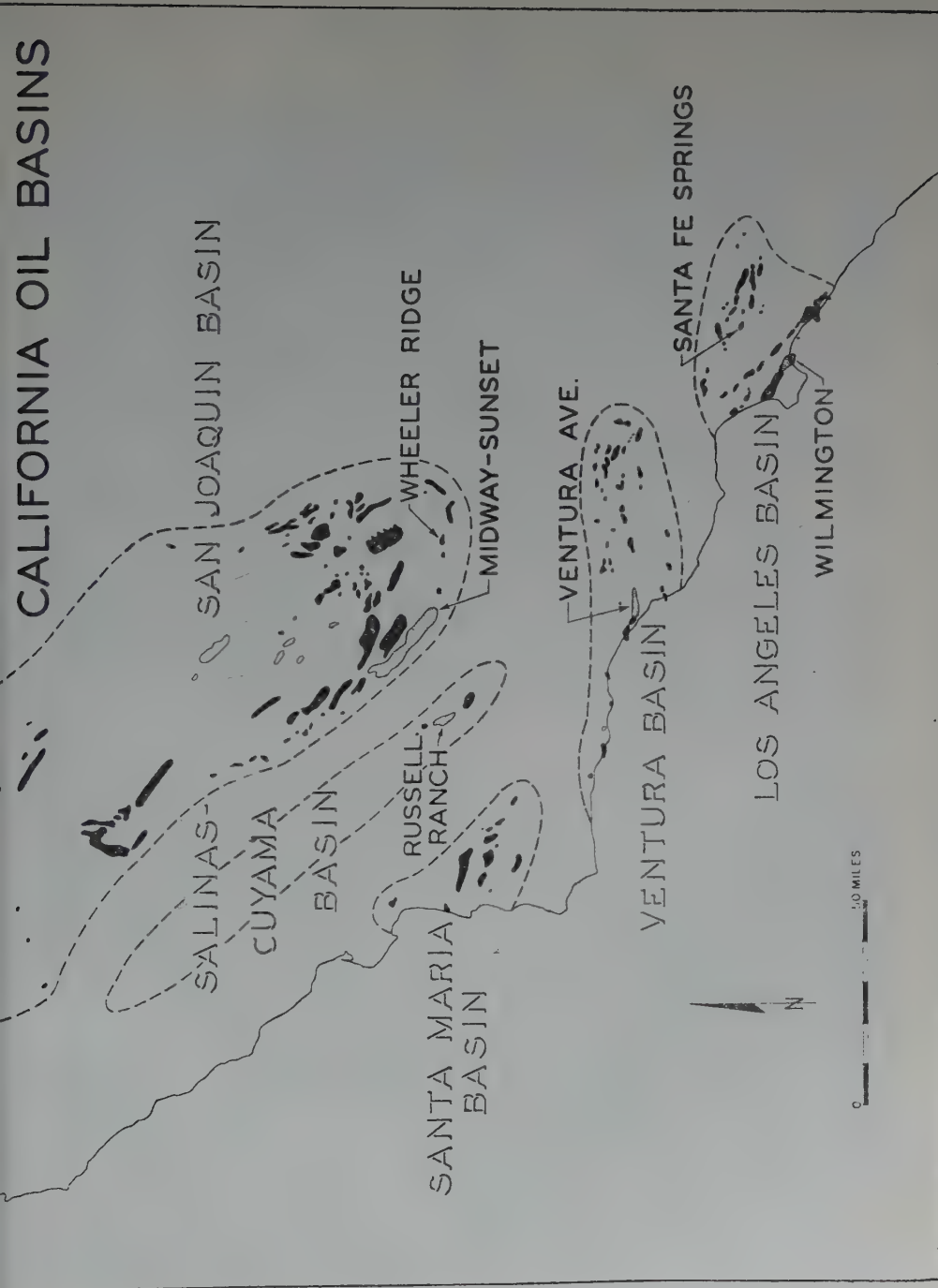


Fig. 5—Map of California oil basins and fields, with six important fields labeled.

1,000 million barrels. Of these big fields, sixteen are in the San Joaquin basin, fifteen in Los Angeles Basin, three in Santa Maria basin, two in Cuyama-Salinas basin, and two in the Ventura basin. The eight largest fields are Wilmington, Midway-Sunset, Long Beach, Ventura, Huntington Beach, Elk Hills, Santa Fe Springs, and Buena Vista. Of the 242 oil fields in California, 107 are in the San Joaquin Valley, 51 in the Los Angeles Basin, 58 in the Ventura basin, 14 in the Santa Maria basin, 5 in the Salinas-Cuyama basin, and 7 in other areas. Of the 10.4 billion barrels already produced, 43% is from the San Joaquin Valley; 38% from the Los Angeles Basin; 11% from the Ventura basin, 4% from the Santa Maria basin, 3% from the Cuyama-Salinas basin, and 1% from other areas.

Six important California oil fields will now be discussed in chronological sequence of discovery in order to bring out features of exploratory history and modes of oil occurrence in this State. These fields are Midway-Sunset (1901), Ventura Avenue (1916), Santa Fe Springs (1919), Wilmington (1936), Russell Ranch (1948), and Wheeler Ridge deep zone (1952). These discoveries were made by drilling near seeps, on surface anticlines, on physiographic highs, on seismic structures, and by more and deeper drilling, respectively.

### *Midway-Sunset Oil Field*

An early oil discovery occurred in the Midway area on the west side of the San Joaquin Valley, between the towns of Taft and Maricopa, in 1901 (figure 5). Although the important Kern River oil field has been found on the east side of the San Joaquin Valley in 1900, and minor production had been achieved, beginning with 1865, in Humboldt, Santa Clara, Ventura, and Los Angeles counties, the Midway-Sunset field is discussed here for the following reasons: (1) it is a large field (35,000 acres) with a proved ultimate of nearly one billion barrels; (2) it was found by drilling near oil seeps and thus is typical of the exploratory method in vogue from 1865 to 1916 in California; (3) it shows most of the modes of oil accumulation known in California, and elsewhere; and (4) it has been expanded areally and vertically by nearly continuous exploratory drilling activity from inception to the present date.

The cross section and map (figure 6) schematically show the geologic controls for oil accumulation in the Midway-Sunset field. This



# MIDWAY - SUNSET

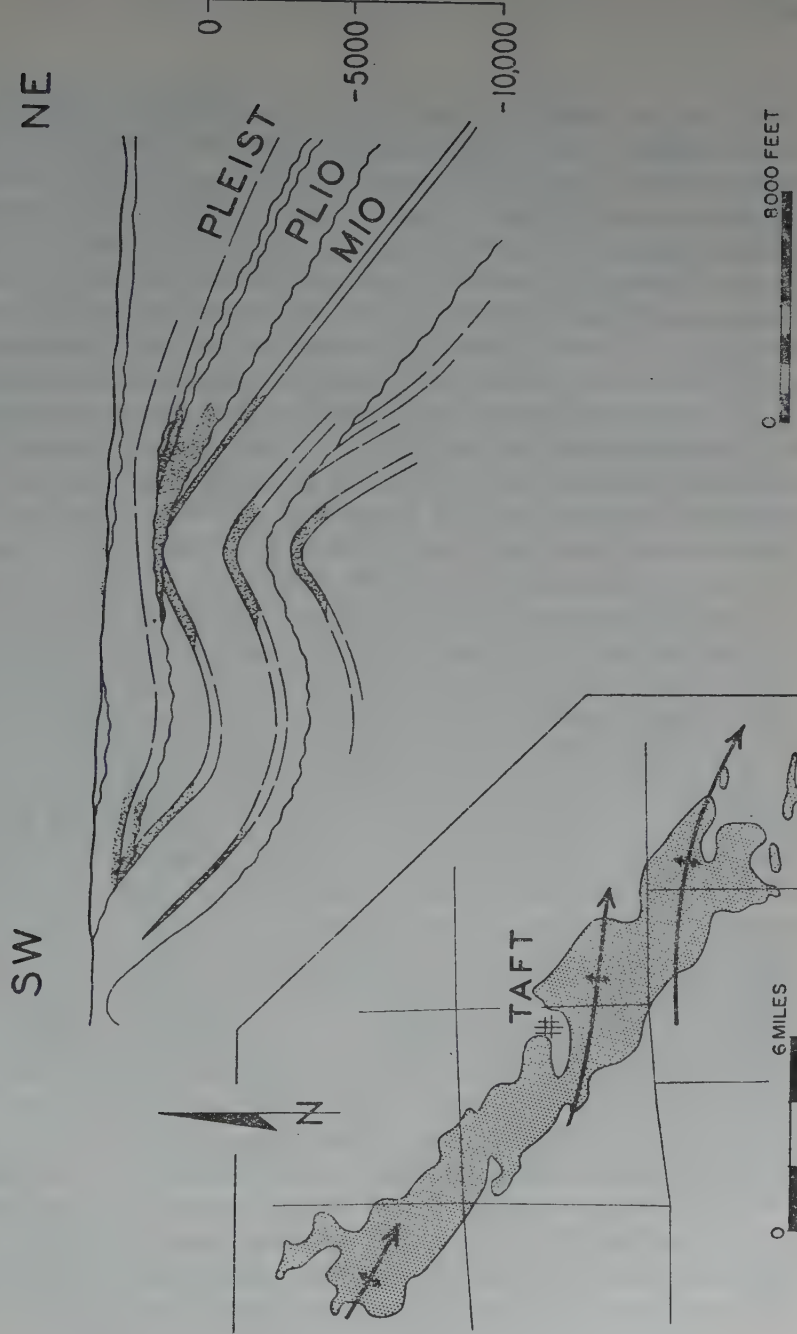


Fig. 6—Midway-Sunset field section, showing modes of oil accumulation.

arid area is in the alluviated southwestern margin of the San Joaquin Valley and low foothills of the Temblor Range and is literally covered with abandoned, old, and new oil field equipment. Nearly 3,500 wells were producing 11 to 32 A.P.I. gravity oil during 1955. Approximately twenty-two zones (different intervals in the stratigraphic section) and at least thirty-four pools (individual oil reservoirs) occur in the field. These zones range from Pleistocene to middle Miocene in age, mainly comprised of massive, highly porous and permeable sands, frequently thin sands in shale, and occasionally fractured shales. The regional and primary control for oil accumulation is both structural (northeastward-dipping homocline) and stratigraphic (southwestward-thinning). The local reservoirs are isolated by a few southeastward-trending closed anticlines; by stratigraphic thinning up the regional southeastward plunges of anticlines, and by buttressing of Pliocene sediments, and truncation and lensing of Miocene sediments on the regional northeastward-dipping homocline.

Principal pools, in order of discovery, include: Lakeview (1910), 50+ million barrels ultimate from a Miocene sand lens; Maricopa Flat (1928), 20+ millions barrels from a Miocene sand truncation; Republic (1928), 18+ million barrels from a Miocene sand on a closed anticline; Quality (1936), 17+ million barrels from a Miocene sand truncation; and Leutholtz (1945), 25+ million barrels from a Miocene sand lens. These, and other, exploratory achievements, which have continued to enlarge the Midway-Sunset field, have been possible because of the vast area of primary accumulation and the complexities of local structure and stratigraphy. These discoveries also resulted from intense competition between many large and small operators to earn mineral interests on both large and small blocks of patented and public lands. The success of continued exploration in this field has resulted mainly from extension drilling and detailed structural and stratigraphic subsurface studies and not, as in many fields, by deeper drilling or by geophysical surveys. Although oil pools are still being discovered in the Midway-Sunset field, no large ones have been found since 1945, and considering the density of drilling in the area, no more large ones can be expected. In this field the discovery spurts of 1910, the late twenties, and the late thirties were due mainly to increased drilling because of especially favorable economic conditions.

### *Ventura Avenue Oil Field*

This large oil field is less than three miles from the Pacific Ocean, at Ventura, California (figure 5). Its 3,400 acres of closure with an ultimate primary oil reserve of approximately 800 million barrels is on a sharply folded and thrust faulted, eastward trending anticline. Over 1,000 wells have been drilled on deeply eroded, hilly terrain that is subject to large scale landsliding, that has caused much damage to oil field facilities. This field is discussed here not only because it is a major oil producer but also because its discovery marks the beginning of the application of surface geology and the anticlinal theory of oil accumulation to exploration in California. Although a few 400-foot gas wells, near gas seeps, supplied Ventura with natural gas as early as 1904, these were soon abandoned and the discovery of the Ventura Avenue oil field was established in 1916 by the completion of a shallow cable tool hole at the crest of the anticline.

Figure 7 illustrates, by section and insert map, the geologic environment of oil accumulation on the Ventura anticline. The oil, ranging from 24 to 35 A.P.I. gravity, occurs in eight thick sand zones of middle and lower Pliocene age. These zones are productive in at least sixteen separate pools by their occurrences in fault blocks A, B, C, and D. Depths of production range from 2,400 to 13,500 feet and the same producing zones are repeated as many as three times by large thrust faults. One pool has an estimated ultimate primary recovery of over 250 million barrels and several others will each produce 25 million barrels of oil.

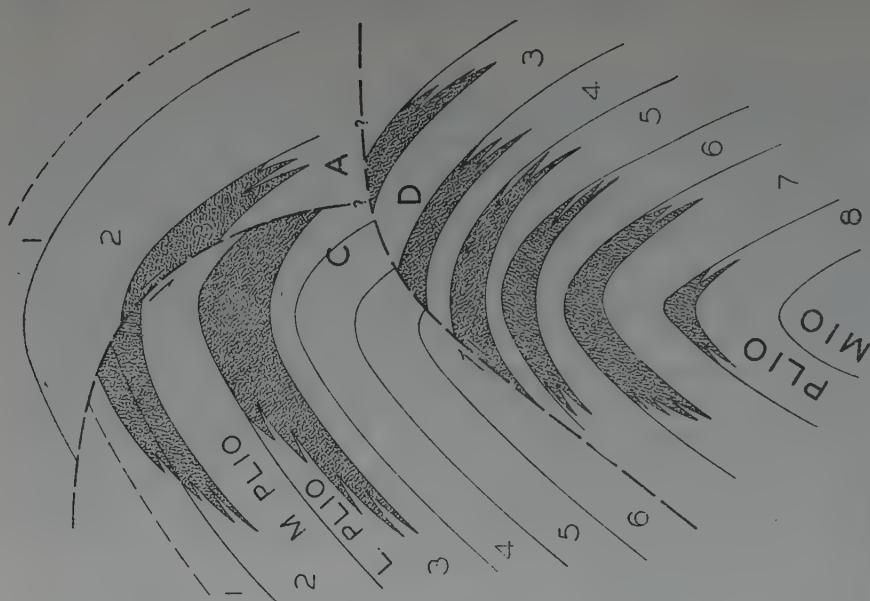
The Ventura Avenue field is an outstanding example of late oil migration as evidenced by the deposition of 18,000 feet of marine Pliocene and Pleistocene sediments before any folding occurred. Furthermore, and assuming that the thrust faulting started late in fold development, and since these faults trap oil, the time of migration must have been very late in the Pleistocene. Another noteworthy geologic inference is that most of this 18,000 feet of mainly coarsegrained sand was deposited in deep water (perhaps by marine turbidity currents) as indicated by the deep-water microfauna in the shale intercalations.

The continuous development of new pools in the Ventura Avenue field has been by both outpost and deeper zone tests which have been justified by good subsurface geology (particularly the recognition of

# VENTURA AVENUE



-5000'  
-7000'  
-9000'



800 0 1600 FEET

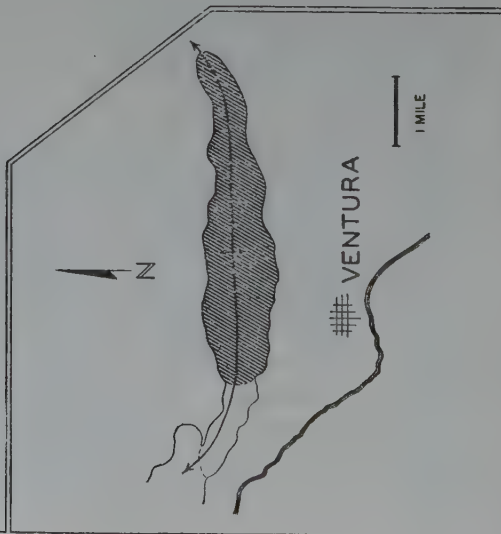


Fig. 7—Ventura Avenue field section, showing modes of oil accumulation.

subsurface faults) and the high oil recoveries (approximately 235,000 barrels per acre). Although the Miocene section has been topped in this field, the known oil reservoirs of Miocene and older strata are so deep, important additional discoveries will probably have to await new deep-drilling techniques.

### *Santa Fe Springs Oil Field*

This 1,500-acre Los Angeles Basin field, located twelve miles southeast of the city of Los Angeles (figure 5), is important because of its ultimate primary recovery of more than 600 million barrels and because its discovery in 1919 may be attributed to the geomorphologic concept of domal structure being reflected in surface topography. Here the alluviated surface is only a few feet higher than the surrounding plain but, without doubt, this differential elevation is due to late folding of the Santa Fe Springs anticline. The success of this exploratory concept contributed to the discovery of other California fields, particularly in the Los Angeles Basin. Figure 8 locates the oil field, and in section shows the simple mode of oil occurrence on the structure. This gently folded dome, unlike most of the California oil field structures, is essentially without faults and, like many others in the State, shows no appreciable evidence of early growth by stratigraphic thinning toward its crest.

The Santa Fe Springs field is comprised of nine thick oil sand zones, ranging in depth from 3,000 to 8,500 feet. Since there are no significant structural or stratigraphic interruptions, there are also nine oil pools (individual reservoirs), whereas in most California fields there are many more pools than zones. Six of these zones are in lower Pliocene strata with more than 50% highly porous and permeable sand in each zone. Two of the Miocene sand zones are similar in reservoir characteristics to the Pliocene zones, but the lower one, discovered early this year, produces from thin and minor sand beds within a shale section, complicated by some faulting. Because of high reservoir pressures encountered in early development drilling and because mud control and drilling practices were relatively primitive, many wells blew out and some caught fire and burned for several weeks, thus wasting reservoir pressure, gas and oil. Oil recoveries in this field are over 400,000 barrels per acre, second only to the Long Beach field. Although the




$$\rho_{\perp} - 0 \quad \Sigma - 0$$


areal limits of the Santa Fe Springs field have been determined and most of the oil has been produced, there are two possible ways to augment the present reserve figure of 50 million barrels. The most practical method is to water-flood the zones, which might add as much as 500 million barrels of recoverable oil. This is hardly possible, however, under the present California law of capture, because all of the operators and mineral interest holders are not likely to agree on their proportional costs and interests in such unit operation. The other possibility is that deeper zones may be discovered in this oil field, although the reservoir characteristics in the subjacent section, from regional analyses, are considered to be poor.

### *Wilmington Oil Field*

The 1936 Wilmington discovery (figure 5) is chosen for discussion here because of its size (approximately 7,000 acres, with ultimate primary oil reserves of over one billion barrels), and because its discovery resulted from the early use of the seismic reflection method in California (especially successful from 1936 through 1940 in the San Joaquin Valley). The section (figure 9), with insert map, shows the location and geologic aspects of oil accumulation in the Wilmington field. This field, on the coast at Wilmington and Long Beach, is twenty miles south of Los Angeles. Six of the thick producing zones, containing 15% to more than 50% highly porous and permeable sand, occur in lower Pliocene and upper Miocene strata. A seventh and lowest zone produces a minor amount of oil from fractured Jurassic schist. The trapping structure is a gently folded dome which has been broken by a dense pattern of normal faults. Folding started as early as lower Pliocene time because beds of this age thicken away from the crest of the structure. The faults form barriers to oil migration, and five of these, which trend northward across the east-trending structure, divide the field into six major producing blocks. Oil gravities range from 13 to 32 A.P.I. gravity. These gravities differ in the same zones from different fault blocks, the oil gravity being generally higher up structure in the same zone, and in the deeper zones.

A unique subsidence of the ground surface is occurring at Wilmington. Since this phenomenon began after considerable development of the field, and the bowl of subsidence is coincident with the area of

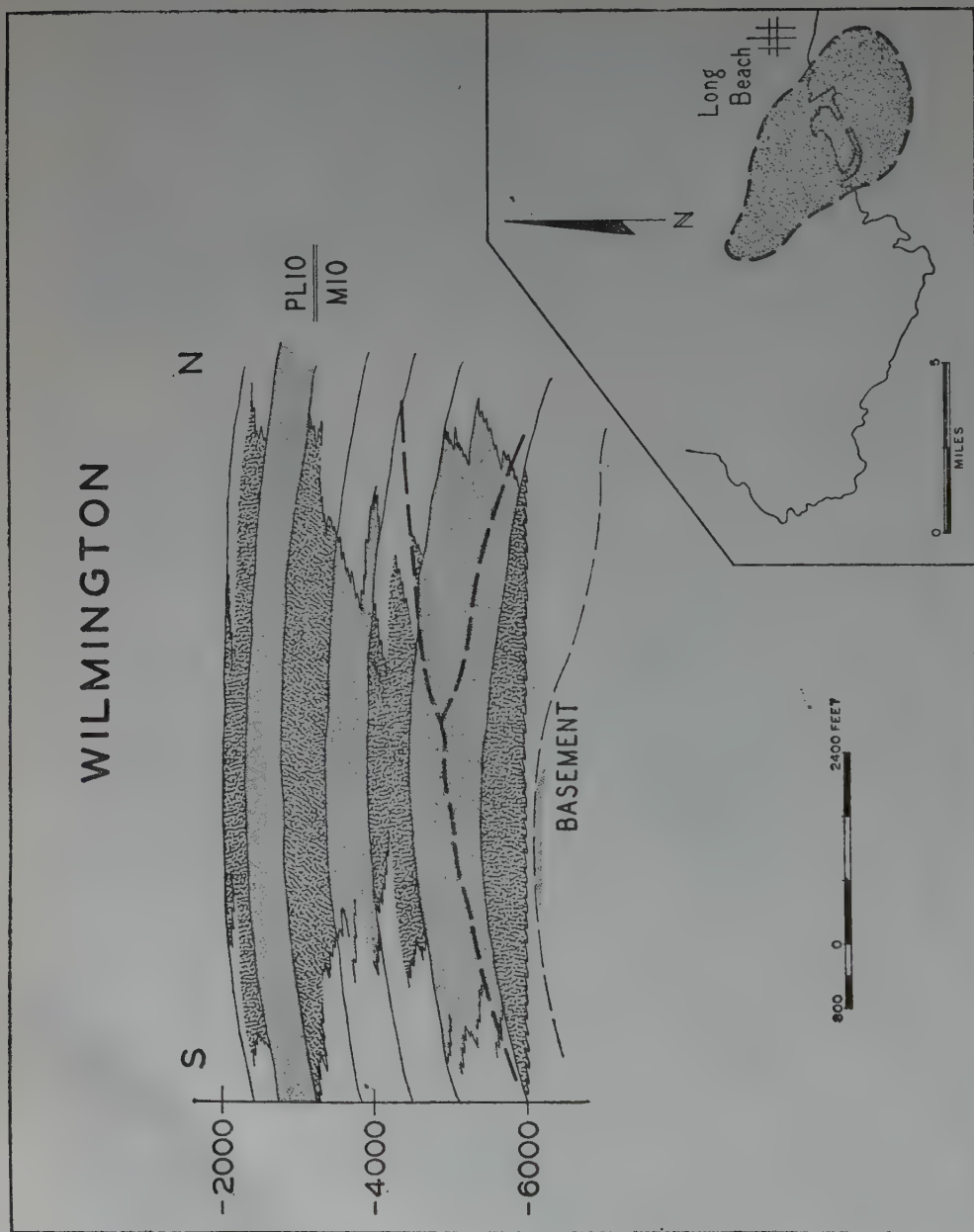


Fig. 9—Wilmington field section, showing modes of oil accumulation.

production, and subsidence continues at a rate proportional to oil withdrawal, it is believed that the decreasing pressure in the oil reservoirs has allowed this particularly weak arch to settle. Surveys have shown a maximum of twenty-one feet of subsidence and estimates indicate a maximum of twenty-five feet will occur under present production practices, to affect a still larger area. Much damage to this industrial area has resulted from invasion of the sea and has required the construction of expensive dikes. Also, related to the development of the bowl of subsidence, shearing has occurred at a depth near 2,000 feet, which has offset oil well casing and has required the redrilling of many wells with extra large upper holes to allow for further slippage.

A portion of the Wilmington oil field is under the sea and has been reached by directionally drilled wells from shore and dikes, some of which are completed 4,000 feet from the surface locations at a vertical depth of only 3,000 feet. Nearly half of the potential area of the field lies still farther offshore and is undeveloped. The recent settlement of mineral interests between the state of California and the city of Long Beach may allow development of the remainder of the field. First, however, some means of preventing further subsidence will surely be required. The obvious procedure will be pressure maintenance of the reservoirs by gas and water injection as oil is withdrawn. This will not only check the rate of subsidence in the developed area and prevent settling due to oil production from the new area, but will also make possible an ultimate recovery of nearly four times the amount of oil now estimated from the present area under current producing practices.

### *Russell Ranch Oil Field*

The Russell Ranch oil field (figure 5), discovered in 1948, is chosen for discussion here because; (1) it is one of the last major discoveries in California, (2) it opened a new oil province in the State at this late date, and (3) it occurs against a previously unknown and important buried fault zone. This 90 million barrel oil field, the San Ardo field (discovered in the same year, in the same basin, but almost 100 miles to the northwest), and the larger South Cuyama field (discovered in 1949, from the same principal zones against the same fault zone, only four miles to the southeast) were the first major discoveries since the

Coles Levee and Coalinga Nose fields in 1938, and no major discoveries have since been made.

Only a few unsuccessful shallow wildcat wells had been drilled in the Cuyama Valley-Carrizo Plains area prior to 1948, and although at least 10,000 feet of marine Miocene sands and organic shales were known in the adjacent Caliente Range section, the area was not looked upon favorably for prospecting, perhaps because, as was said around the oil fields of the San Joaquin Valley, "there is no oil on the other (southwest) side of the San Andreas fault."

Regional surface mapping had also shown anticlinal structures both north and south of the Cuyama Valley, but most of these exposed the objective Miocene sands or older and less permeable strata, so little test drilling was believed justified. On the other hand, although Miocene reservoirs were buried in the Valley, no good looking structures were known there. Finally, and by ignoring general prejudices, the critical drilling was based on a faint oil seep and concepts of fault and stratigraphic traps derived from regional surface mapping. However, as often occurs, unknown factors turned out to be critical so that with the development of the Russell Ranch field, it was revealed that the previously unsuspected buried Russell Ranch fault zone was the principal factor in trapping Cuyama Valley oil.

The Russell Ranch field lies in the southern portion of the Cuyama-Salinas Tertiary basin (characterized by marine Miocene clastic sediments). Although marine Miocene strata continue the short distance northeastward into the San Joaquin Basin, there are important differences in lithologies, sequences, and thicknesses of the section which are separated by the San Andreas fault zone. Present evidence indicates that these Miocene basins were formerly widely separated and now juxtaposed by right lateral slippage on the San Andreas zone. The Cuyama-Salinas Miocene basin is separated from other basins to the west and south by old highs as revealed by regional geologic interpretations.

The westward-trending Cuyama Valley lies along the northern margin of the Transverse Ranges, although the tectonic northwestward trends are more like the southern Coast Ranges. Granitic basement rock, unlike the Franciscan type north of the San Andreas and south of the Nacimiento faults, underlies the Cuyama Valley. This basement is overlain by steeply southwestward dipping Cretaceous marine clas-



tics overlain unconformably by Tertiary strata. Important stratigraphic variations comprise rapid thinning of the middle and lower Miocene marine section southwestward (7,000 feet in the Caliente Range versus 2,500 feet in the Russell Ranch field) and the gradation of the Miocene section from marine to continental facies to the eastward.

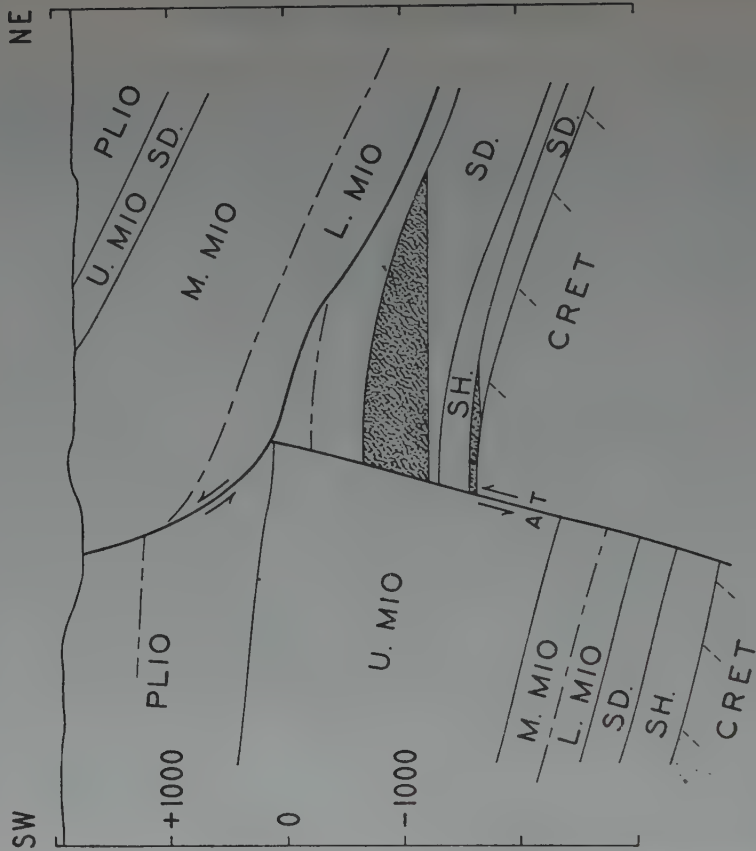
The mode of oil accumulation in Cuyama Valley is diagrammatically shown in figure 10 by a transverse section through the Russell Ranch field. The main, 450 feet thick, Dibblee oil sand zone dips northeast into water, is sealed up-dip by displacement on the Russell fault zone and closed at the ends by gentle nosing. This oil zone has 285 feet of net sand, averaging 25% porosity, and a permeability of 400 millidarcys. An overlying 200-foot zone has approximately 100 feet of net sand and a lower (Colgrove) oil sand has a thickness of approximately 70 feet. These zones produce 33 to 37 A.P.I. gravity oil. In this section, where the Whiterock thrust overrides the Russell fault, the thrust has a large apparent throw component, but down-dip its stratigraphic throw is small. Displacement on the much more important Russell fault gives the large apparent throw on the younger Whiterock thrust. The juxtaposition of unlike stratigraphic sections here, and along the Russell fault, result from right lateral-slip on this fault (a net strike-slip of several miles is indicated).

The Russell Ranch oil field, then, may be used in California, and elsewhere, as an example against exploratory prejudices and for the possibilities of oil accumulation against buried faults.

### *Wheeler Ridge Oil Field*

The Wheeler Ridge oil field (figure 5) was discovered in 1922 and is chosen for discussion here because of its surprising rediscovery thirty years later, and because substantial oil reserves have been developed below reverse faults by deep drilling. The original discovery was drilled up for a small reserve from shallow Miocene sands and was producing only a few hundred barrels a day by 1952. Then, and after deep test failures of 1938 and 1940 had revealed the Wheeler thrust fault, an Eocene sand well was completed for 1,700 barrels a day of 35° oil from a total depth of 9,700 feet. During 1955 this Eocene, and several other newly developed shallower zones, accounted for nearly two and one-half million barrels of oil with a present estimated primary reserve of about 30 million barrels.

# RUSSELL RANCH



Wheeler Ridge is a recently developed eastward trending anticlinal uplift as indicated by antecedent drainage and steeply-dipping Pleistocene and Pliocene outcrops. This fold is at the south margin of the San Joaquin Valley and along the north side of the Transverse Ranges where east-trending folds and southdipping thrust faults are typical. The stratigraphic section, comprising some 12,000 feet of continental Pleistocene and Pliocene and marine Tertiary sands and organic shales, down through middle Eocene, rests on granitic basement.

The cross section (figure 11) illustrates somewhat schematically the modes of oil occurrence on this structure. Here the Main (1922) and Coal Oil Canyon (1948) upper Miocene pools are shown high in the hanging-wall block of the Wheeler thrust, but all other pools (and areas) in that, and the foot-wall block, were discovered incidental to development of the Eocene sand zone (1952). The other areas and pools below the thrust were, and are being, found as the structure and stratigraphy in the foot-wall block are revealed by drilling.

Thus the Wheeler Ridge field, originally found by drilling a surface structure, has after thirty years blossomed into a substantial oil field as the result of patiently working out subsurface geology, principally below important faulting, where, like in Cuyama Valley, the critical fault was not revealed in the surface geology, or here, not even revealed by shallow oil field development.

#### OIL FIELD STATISTICS

The first of the accompanying tables (figure 12) gives selected statistics as a summary of the six California oil fields discussed in this paper. These statistics are in discovery sequence and they portray the range of characteristics of oil accumulations in the State. The second table (figure 13) shows the number of oil fields and the number of fields having an ultimate primary recovery of more than 100 million barrels of oil in each of the basins. This table also shows 1955 production and cumulative oil production and primary reserves in barrels and percentages for each of the California oil basins.

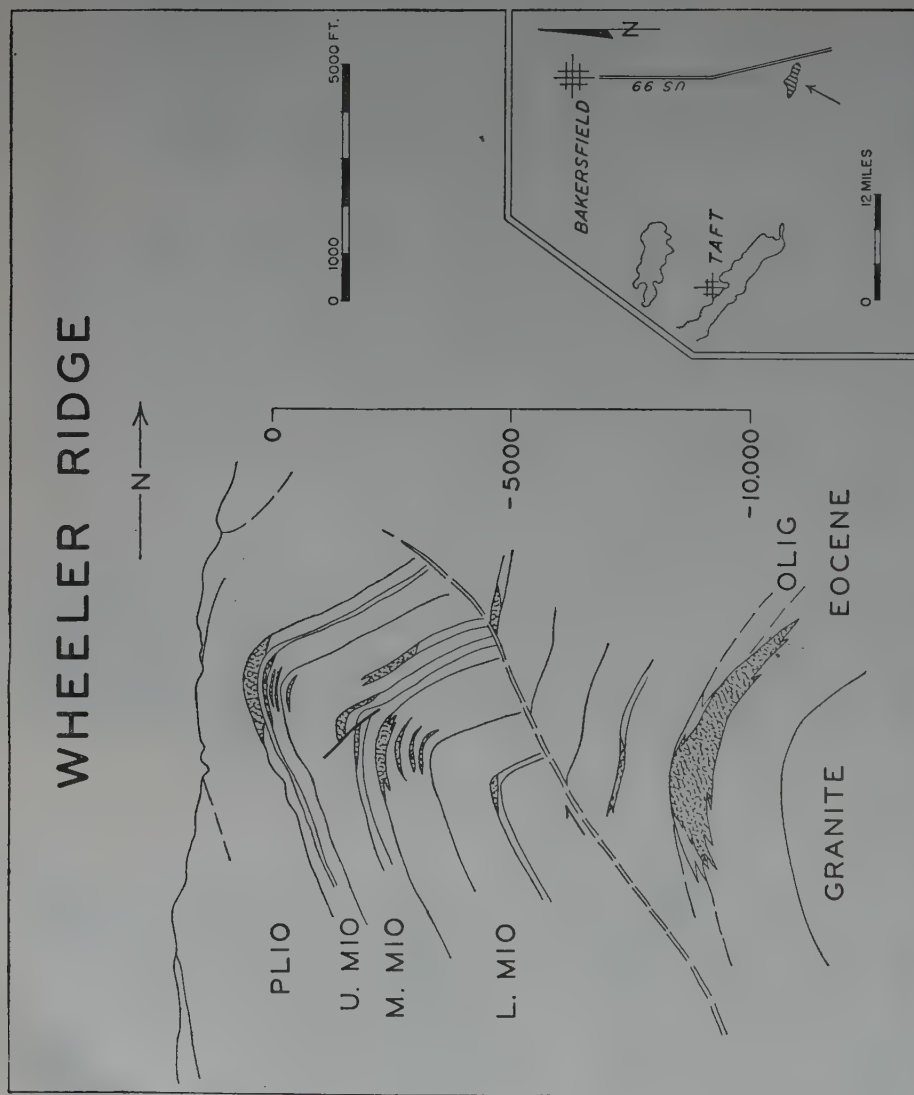


Fig. 11—Wheeler Ridge field section, showing modes of oil accumulation.



## OIL DISCOVERY AND PRODUCTION HISTORY

California's record of oil discovery and production is shown in the bar-graph (figure 14). The discovery and production bars represent barrels of oil for five-year periods from 1901 through 1955. A line connecting the production bars would show a curve of increasing production throughout this fifty-five year period with a striking straight-line curve of nearly 2.5 million barrels increased production for each five-year period from 1931 through 1950. The discovery bars, on the other hand, show great variations in exploratory achievement throughout the fifty-five year period. Most noteworthy here are the peak discovery periods resulting from the application of specific exploratory methods. Although fluctuations in market conditions have affected the amount of wildcatting, and discovery rates have generally been proportional to the number of exploratory holes, the first applications of these methods were largely responsible for periods of increased success in oil finding.

On figure 14 this fluctuation of success in exploration is shown by the rise and fall of discovered reserves. The first peak occurred in the 1906-1910 period and is attributed to drilling near seeps. (e.g. Midway-Sunset). By 1916 a new method of mapping surface anticlines resulted in the outstanding discovery of nearly 3.5 billion barrels of oil reserves in five years (e.g. Ventura Avenue). The later application of geomorphology showed the coincidence of strong to very slight topographic highs with subsurface domes and caused another surge in oil discoveries which was strikingly effective through 1925 (e.g. Santa Fe Springs). In spite of the diligent application of the foregoing exploration techniques, the discovery rate declined for the next ten years. In this period the general economic depression partially explains the lower discovery and production results of 1931 through 1935. Then in 1936, the seismic reflection method took over to reveal a new crop of oil-bearing structures culminating in the discovery of more than 2 billion barrels of oil by 1940 (e.g. Wilmington). Since 1940 the California discovery trend has been definitely downward, except for the 1946-1950 period which included the opening of the new prolific Cuyama-Salinas oil province, adding approximately 750 million barrels of primary reserves. However, since 1940,



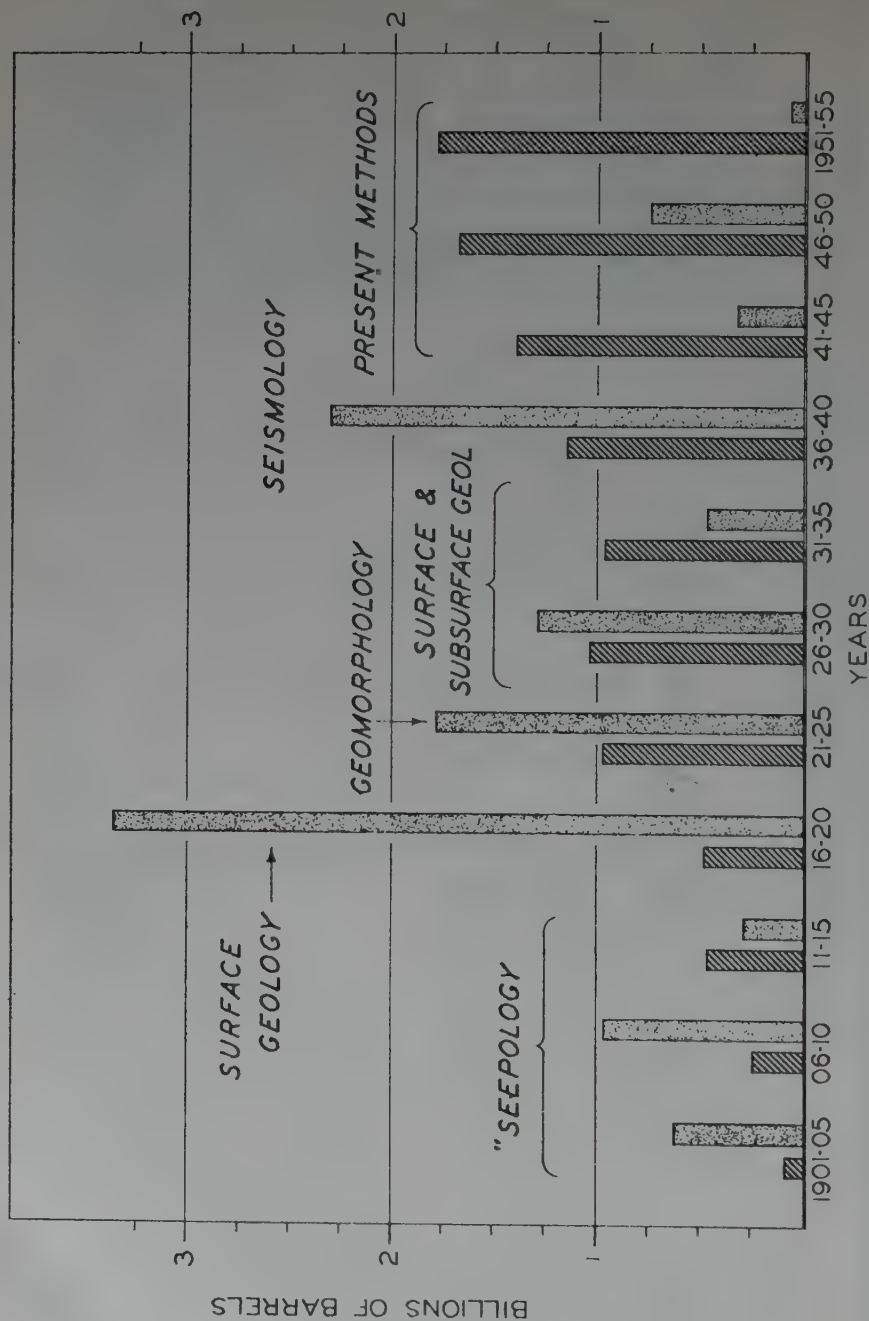
| FIELD DATE<br>METHOD                                                   | ZONES<br>AGE               | TRAPS<br>DEPTH   | ACRES  | EBLS/AC<br>(No. of<br>Wells) | PRODUCTION (MILLION BARRELS)<br>1955 CUMULATIVE RESERVES | REMARKS                                                                                                                                                                        |
|------------------------------------------------------------------------|----------------------------|------------------|--------|------------------------------|----------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Midway - Sunset<br>1901<br>Seepology                                   | Pleist<br>Plio<br>Mio      | 700-<br>5,500    | 34,680 | 28,000                       | 14.7<br>(3424)<br>813.05<br>147                          | 22 producing zones; 34+<br>pools, including Lakeview<br>(1910), Maricopa Flat & Re-<br>public (1928), Gibson &<br>Quality (1936), and Leutholtz<br>(1945); 11-32° gravity oil. |
| Ventura Avenue<br>1916<br>Surface geology                              | Plio                       | 2,400-<br>13,500 | 3,400  | 235,000                      | 26.9<br>(1035)<br>536.7<br>263                           | 8 producing zones; 16+<br>pools, including C block<br>(1922), D-5 East & North<br>blocks (1931), D-6 & D-7<br>(1935); 24-35° gravity.                                          |
| Santa Fe Springs<br>1921<br>Geomorphology                              | Plio<br>Mio                | 3,500-<br>8,500  | 1,500  | 406,000                      | 4.6<br>(592)<br>558.9<br>51                              | 9+ zones & pools, including<br>Bell & Myer (1921), Buckbee<br>& Nordstrom (1928), Clark-<br>Hathaway & O'Connell<br>(1929), and Santa Fe (1956),<br>28-38° gravity.            |
| Wilmington<br>1936<br>Seismology                                       | Plio<br>000'9              | 2,500-<br>oil    | 6,960  | 158,000                      | 38.9<br>(2700)<br>730.5<br>370                           | 7 zones & 37+ pools in 6<br>major fault blocks (1936-54),<br>13-32° gravity.                                                                                                   |
| Russell Ranch<br>1948<br>Surface and<br>subsurface<br>geology          | Mio                        | 1,400-<br>4,100  | 1,400  | 64,000                       | 3.5<br>(155)<br>40.1<br>50                               | 4 zones & 8+ pools (1948-<br>55); the Dibblee zone is<br>unitized with gas injection &<br>water flooding for maximum<br>recovery, 21-40° gravity.                              |
| Wheeler Ridge<br>1922 and 1952<br>Surface and<br>subsurface<br>geology | Plio<br>Mio<br>Olig<br>Eoc | 1,300-<br>10,600 | 1,300  | 30,000                       | 2.4<br>(111)<br>11.06<br>29                              | 8 zones & 17+ pools includ-<br>ing 6 zones and 15+ pools<br>since the deep Eocene dis-<br>covery (1952), 18-44° gravity.                                                       |

Fig. 12—Tabulation of statistics on six oil fields in California.

| BASIN            | FIELDS |                          | PRODUCTION (MILLION BARRELS) |            |         | PERCENTAGE OF CALIFORNIA PRODUCTION |                   |                    |
|------------------|--------|--------------------------|------------------------------|------------|---------|-------------------------------------|-------------------|--------------------|
|                  | Number | Over 100 Million Barrels | 1955                         | Cumulative | Reserve | Cumulative                          | Estimated Reserve | Estimated Ultimate |
| San Joaquin      | 107    | 16                       | 134.0                        | 4,419      | 1,810   | 42.3                                | 46.7              | 43.5               |
| Ventura          | 58     | 2                        | 55.1                         | 1,025      | 531     | 9.8                                 | 13.7              | 10.8               |
| Los Angeles      | 57     | 15                       | 119.7                        | 4,433      | 1,083   | 42.4                                | 28.0              | 38.5               |
| Santa Maria      | 14     | 3                        | 14.9                         | 404        | 126     | 3.9                                 | 3.3               | 3.7                |
| Cuyama-Salinas   | 5      | 2                        | 27.3                         | 163        | 263     | 1.6                                 | 6.8               | 3.0                |
| Other            | 7      | 0                        | 3.8                          | 8          | 57      |                                     | 1.5               | 0.5                |
| Total California | 242    | 38                       | 354.8                        | 10,452     | 3,870   | 100.0                               | 100.0             | 100.0              |

Fig. 13—Tabulation of statistics on major oil basins in California.

# HISTORY OF DISCOVERED OIL RESERVES VS. PRODUCTION IN CALIFORNIA



newly discovered reserves are falling far short of production with all discoveries from 1939 through 1955, comprising only a "drop in the bucket" compared to production rates. Although all previous exploratory techniques and combinations of these techniques are being vigorously applied, the current exploratory results are very discouraging.

#### FUTURE FOR OIL IN CALIFORNIA

The graph of figure 15 shows some trends in the California oil industry since 1930, with extrapolations to 1965. Specifically, this shows that oil production exceeded demand until 1942, and except for brief periods, the demand for oil products in the California marketing area (which includes Oregon, Washington, Nevada, and Arizona) has exceeded the supply. This trend has become stronger since 1950, and after five years the discrepancy is measured by a deficit of nearly 100 thousand barrels per day. Recent statistics show that California's demand exceeds all other states and the rate of increase is also the most rapid. There is every statistical reason to expect the divergence of the production and demand curves to continue as indicated on the graph. The accompanying extrapolated population curve of California is reason enough to justify the demand expectation curve. The curve showing the annual number of wildcat holes can be extrapolated to drop off sharply as rising exploration costs make further exploration uneconomic. Exploratory costs were, during 1955, at an all time high of approximately \$2.00 (200 cents on the graph) per barrel of discovered oil. Actually the cost per barrel from new field and pool tests (excluding extension wells) was nearer \$4.00. Therefore, it is obvious that increased crude oil prices and much cheaper drilling will be necessary to make exploration economic in California. Unless these, or other conditions, such as new concepts, methods, and/or provinces, stimulate exploration, the rate of drilling is likely to drop as extrapolated on the graph.

#### CONCLUSIONS

The geologic setting of oil in California has been outlined here with six important oil fields used as examples of exploratory history and modes of occurrence of oil in the State. It has been shown that the

## REGIONAL PRODUCTION &amp; DEMAND CURVES

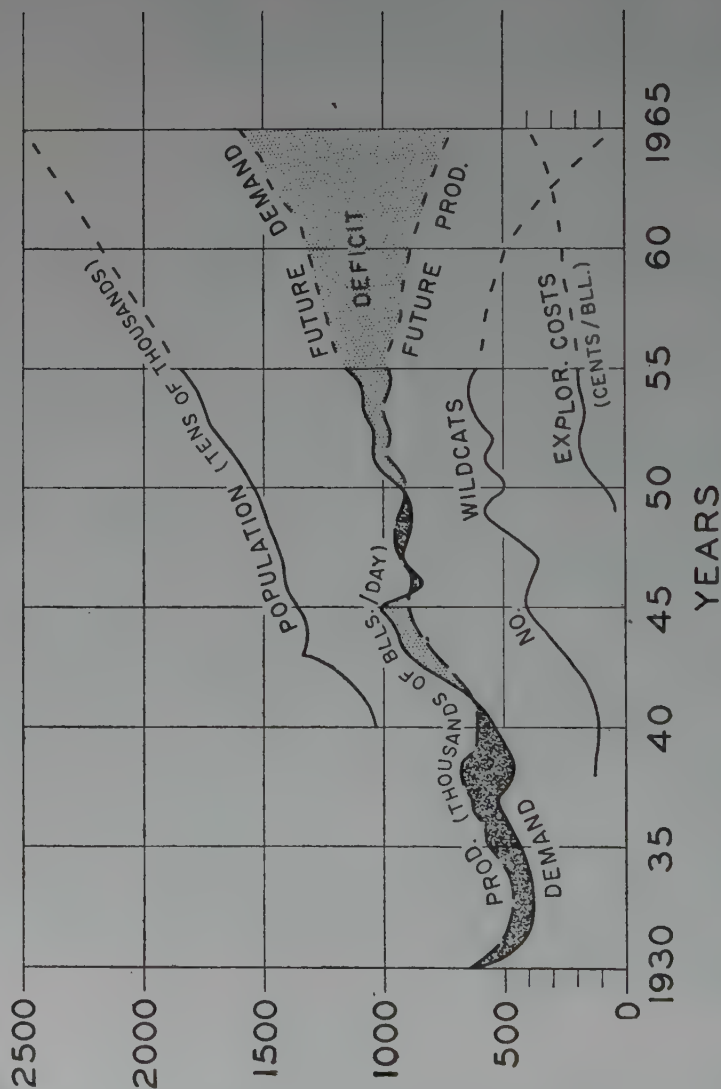


Fig. 15—Graph showing past and future of California oil production and demand also, population, number of wildcats, and exploration costs.



annual discovery of new oil reserves has fallen far short of production since 1940, and that production has begun, since 1950, to fall short of the regional demand. Considering, that for the much longer period of time before 1950, California was a substantial exporter of crude oil and products, whereas lately it has become an importer, and considering the statistical extrapolations of strongly increasing demands versus decreasing production rates, the California industry now has its back to the wall. There is obviously a good probability that the future of the California industry cannot be accurately predicted on the basis of historical statistics. For example, it is not inconceivable that some new oil finding tool, procedure, or concept will cause another upsurge in the discovery rate as last illustrated by the application of seismology to oil finding in 1936. Perhaps in this region of complicated structure and stratigraphy, more oil pools are undiscovered than are now known. But, considering the density of drilling in the California oil basins, these unknown pools will be, on the average, smaller than those previously discovered, and even smaller than those little ones we have been discovering in recent years. It is likely that even with our present exploratory methods a few more major fields will be stumbled upon, and, of course, it is even possible that some new oil province may be discovered by the adventurous prospector or operator.

With some fortuitous combination of possibilities, the discovery rate in California could reverse the statistical trends. There are, however, two realistic ways that the California industry has to check the present decreasing exploratory and production trends. The first of these is in the exploration and development of offshore reserves. There can be no reasonable doubt that a few billion barrels of oil, in a few major accumulations, are waiting for us under the blue seas of the Pacific. Geological and seismic explorations have already revealed closed structures which undoubtedly contain oil reservoir zones, such as have been discovered the long and hard way on the adjacent uplands in the Ventura and Los Angeles basins. When State and Federal laws and regulations become sufficiently crystallized it can be expected that the industry will enter into an intensive offshore exploration program, entailing special mechanical procedures and vast sums of capital, which could reverse the current downward trends in discovery and production.

The second principal hope for the California industry lies in the thorough application of present-known secondary recovery methods. It

has been calculated that the four billion barrels of primary reserves in California could at least be doubled by such practices. The industry has been unable, however, to apply secondary recovery methods to all but a few oil pools because of the many land—and operator—interests which are involved. Thus, these oil fields have been traditionally produced in California under the law of capture (subsurface drainage across property lines is allowed). Unfortunately, it has been found that it is extremely difficult to get all the various interests to agree on the unit operation (proportional sharing of the entire reservoir) of an oil pool, in order to provide for gas and/or water injection and maximum oil recovery.

A proposed State law entitled the "Oil and Gas Conservation Act" will be voted upon by the people of California in November of this year. This act provides for a three-man State Commission to approve or disapprove the unitization of any oil pool for the purpose of secondary recovery operations, if requested by at least 75% of the interests involved. This would prevent a minority interest from blocking production practices which would insure the utmost recovery of oil for the benefit of themselves, the majority, and the general public. This is a form of conservation versus waste of natural resources and, if effected, can do much toward stemming the tide of downward production in a region where the demand for oil is becoming increasingly heavy.

In conclusion it can be expected that the California oil industry will have the ability and fortitude to come up with still further significant exploratory and production achievements in spite of statistical odds, and thereby contribute in surprising ways to the future of the industry, not only in California but elsewhere.

#### SELECTED BIBLIOGRAPHY

- Am. Assoc. Petroleum Geologists et al.*, Field trip guidebook: Joint Annual Meeting, Los Angeles, California, 1947, 133 pp.  
— Field trip guidebook: Joint Annual Meeting, Los Angeles California, 1952, 290 pp.  
JAHNS, R. H. et al. *Geology of southern California*: California Div. Mines Bull. 170, 1954, 10 chapters, 34 map sheets, 5 geologic guides.  
JENKINS, O. P. et al. *Geologic formations and economic development of the oil and gas fields of California*: California Div. Mines Bull 118, 1943, 773 pp.  
*Summary of Operations, California oil fields*: California Div. Mines, 1916 to 1955.

UNITED STATES OF AMERICA

(ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA)

ROCKY MOUNTAIN REGION <sup>1</sup>

By CARROL E. DOBBIN <sup>2</sup>

ABSTRACT

This paper summarizes the petroleum geology of the Rocky Mountain region. Regional maps depict the main structural elements and the oil and gas fields. Maps of typical producing areas and structures are included, and a chart shows columnar sections and oil gravities in representative producing areas.

Oil ranging in gravity from 11° to 63° is produced from strata ranging in age from Cambrian to Tertiary, inclusive, and from almost all known types of traps, the anticline predominating. The oldest oils are generally heavy and the younger oils light, which is largely contrary to conditions elsewhere; in fact, some of the conditions of oil accumulation defy satisfactory explanation. Some of the natural gases are rich in helium and carbon dioxide.

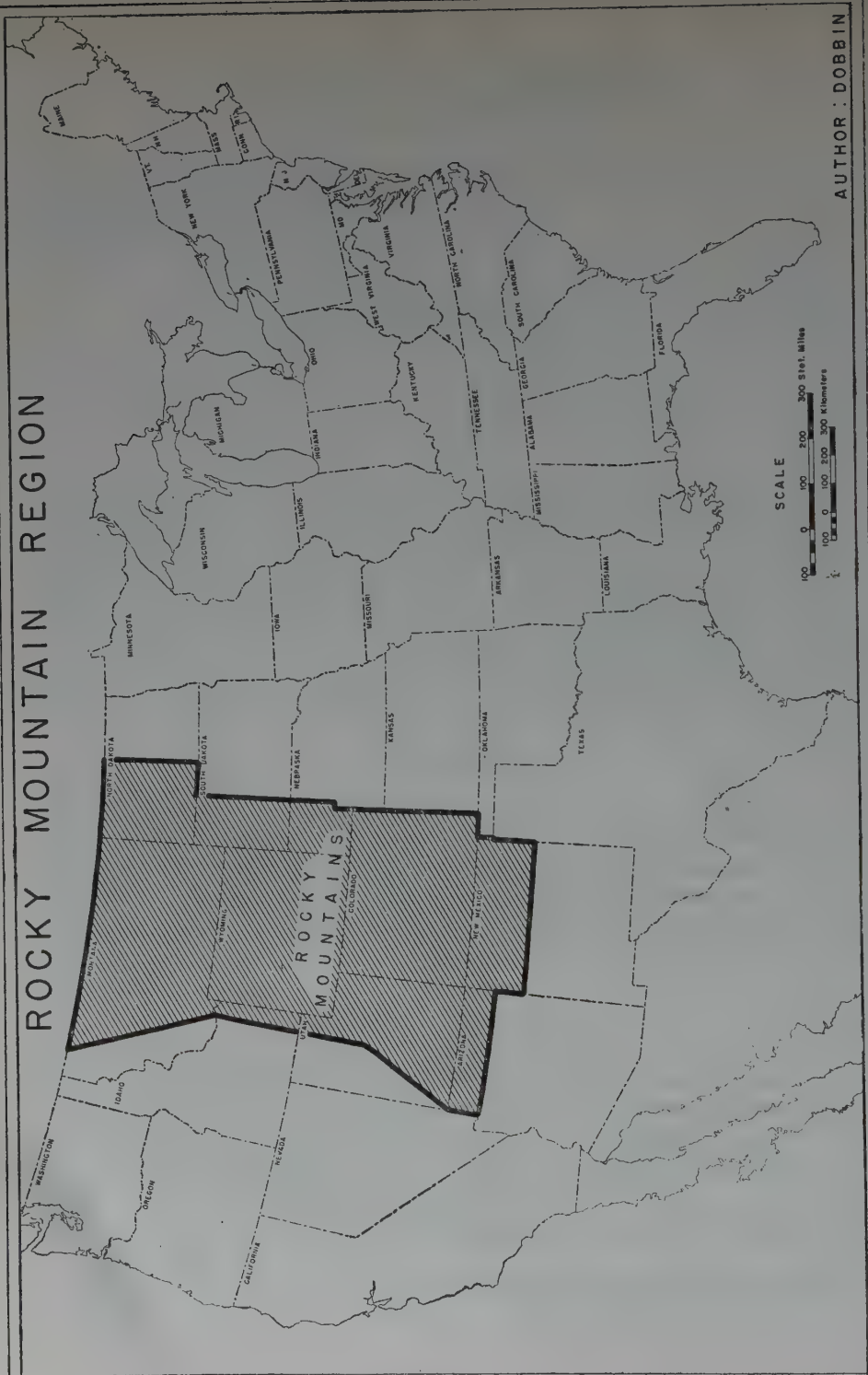
INTRODUCTION

Although the Rocky Mountain region has produced only a relatively small amount of oil since its first well was completed in 1862, it is of special interest in petroleum geology for these reasons: oil ranging in gravity from 11° to 63° A.P.I. is produced commercially from strata ranging in age from Cambrian to Tertiary, inclusive; oil from pre-Jurassic strata is generally heavy and that from younger strata is generally light, which, in the main, is contrary to conditions elsewhere; beds of different age yield different kinds of oil in one field; oil and gas occur in almost all known types of traps; many of the most promising anticlines and domes do not contain commercial amounts of oil or gas; some of the natural gases are rich in helium and carbon dioxide; most of the producing formations are exposed in mountainous uplifts rather close to the producing fields; and, on a tectonic basis, the region contains — along with contiguous parts of Canada — the most extensive group of oil fields known.

---

<sup>1</sup> Publication authorized by the Director of the United States Geological Survey.

<sup>2</sup> United States Geological Survey.



AUTHOR : DOBBIN

Figure 1.



## ACKNOWLEDGMENTS

Much of the geologic literature on the Rocky Mountain region was consulted in the preparation of this summary, and acknowledgments are herewith made to its authors. Mr. E. G. Cserna compiled maps and statistics, Mr. T. F. Stipp furnished geologic data on north-western New Mexico, Mr. W. C. Gere did likewise for Utah, and Mrs. D. F. Stopp prepared the illustrations- all of the Survey. Statistics on wildcat wells (Fig. 15) came largely from Bulletins of the American Association of Petroleum Geologists; and those on oil production and reserves came from World Oil, The Oil and Gas Journal, and The Oil Reporter.

## PHYSIOGRAPHY

All the Montana and North Dakota oil and gas fields are in the Great Plains; most of the Wyoming fields are in the Rocky Mountain system; the Colorado fields are about equally distributed between the Great Plains, the Rocky Mountains, and the Colorado Plateau; and almost all the fields in northern New Mexico and Utah are in the Colorado Plateau (Figs. 2, 3).

The lowest altitude in a producing area is about 1,500 feet in the Bottineau portion of the Williston Basin, North Dakota, and the highest for oil is about 8,500 feet in central Colorado. The highest altitude for gas production is about 10,000 feet in the Wasatch Plateau, Utah. The highest altitude in the region is 14,431 feet in central Colorado; in fact, Colorado has more than fifty peaks that exceed 14,000 feet in altitude, but none reaches 14,500 feet (Fig. 2).

## DEPOSITIONAL HISTORY

The deposition, during the late Precambrian, of at least 20,000 feet, of shale and limestone (the Belt series) in western Montana, of about 15,000 feet of sandy deposits in northeastern Utah (the Uinta Mountain group), and of approximately 10,000 feet of similar deposits in the Gran Canyon area (the Grand Canyon series) foreshadowed, that early, the extensive geosyncline (Cordilleran) was present in



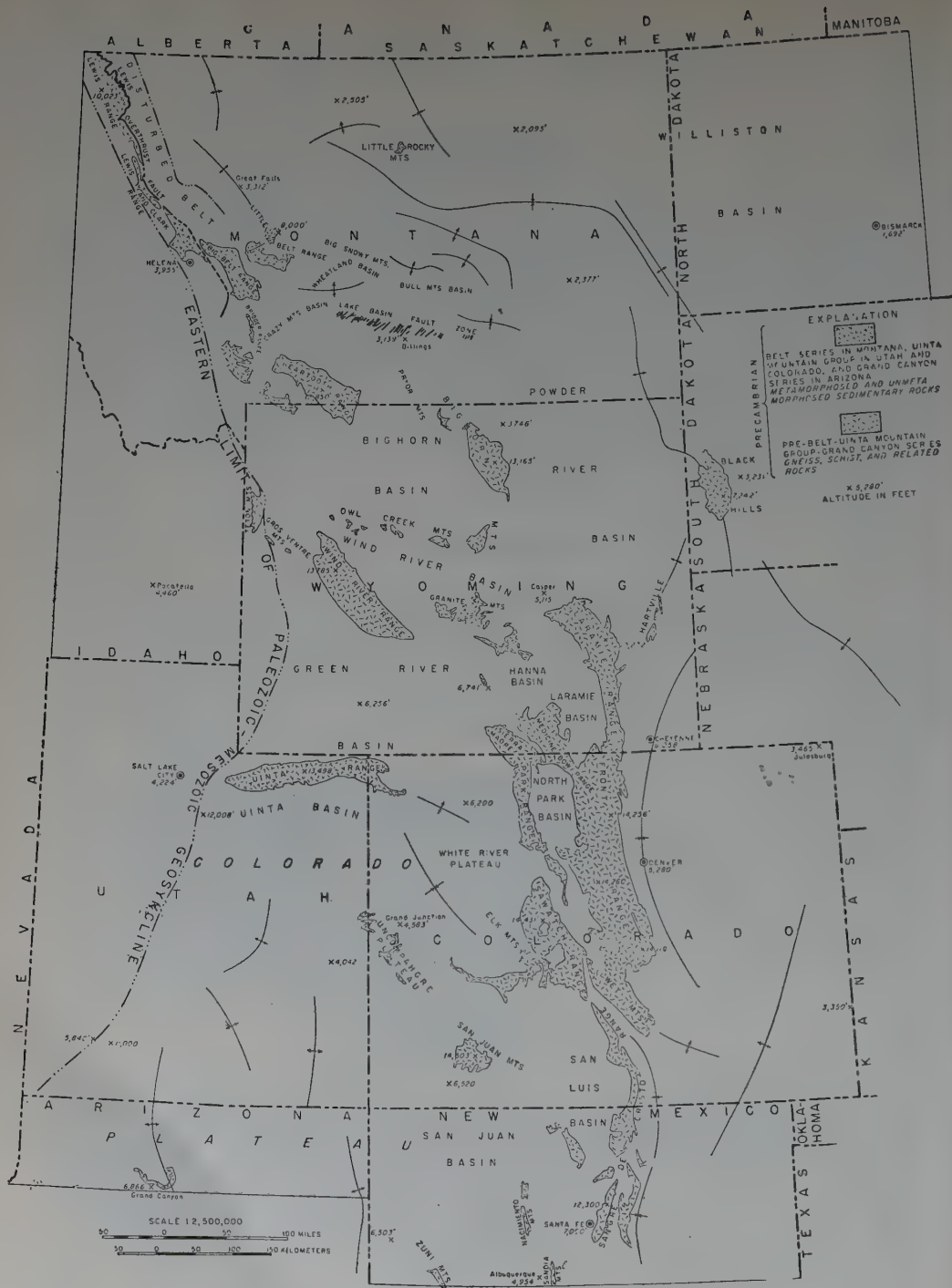


Figure 2.

and west of the present overthrust belt during Paleozoic and part of Mesozoic time and played a very important part in the deposition of some of the present oil-and gas-bearing strata on the Rocky Mountain shelf (Fig. 2).

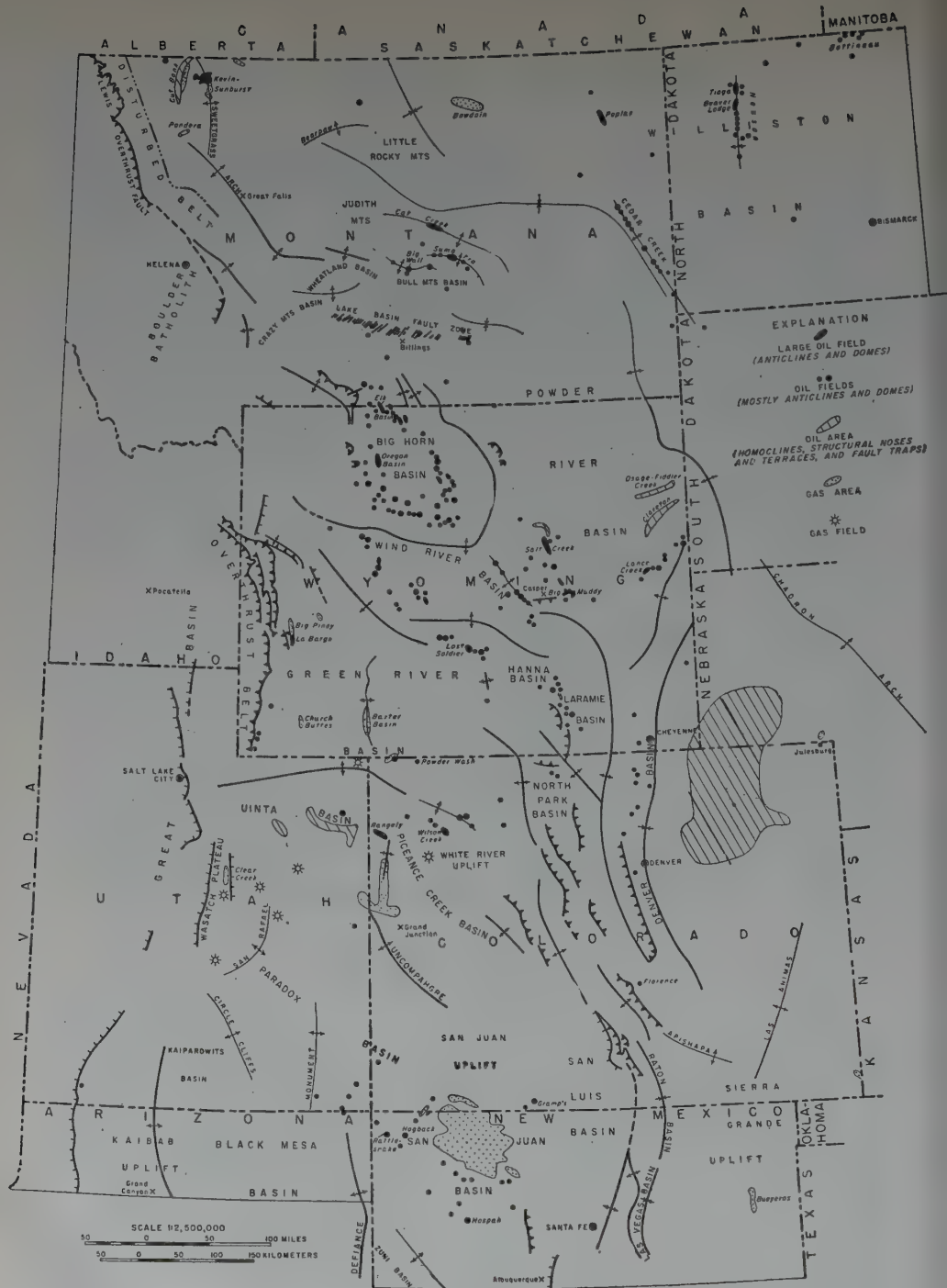
In the late Mesozoic, sediments began washing eastward onto the Rocky Mountain shelf in increasing amounts from a migrating and tectonically active geanticline lying in and west of the present overthrust belt, thus reversing the relation extant during Paleozoic and early Mesozoic time, when the site of the overthrust belt was dominantly a depressed area in which a vast thickness of sediments accumulated.

During and after late Cretaceous and early Tertiary Laramide orogenic episodes, continental sediments were deposited slowly in the central part of the Rocky Mountain region and eastward beyond the present Rockies, contemporaneous with explosive volcanism that followed the climax of the orogeny and continued rather locally into the Recent.

Paleozoic strata in the Rocky Mountain region are largely marine carbonates, and Mesozoic strata are mostly marine and nonmarine clastics — all having been deposited as a relatively thin shelf series under relatively stable conditions, except, for the most part, in western Colorado and portions of adjacent states, where mountain building during the Pennsylvanian, in sympathy with the beginning of a world-wide orogenic cycle, resulted in the progressive uplift and deformation of both combined and isolated positive areas and the consequent complex interfingering of lithologically variable beds basinward.

#### TECTONIC FRAMEWORK

Practically all uplifts in the Rocky Mountain region resulted from pulsatory, migratory, compressional, episodes of Laramide orogeny and subsequent vertical movements. That some of the major uplifts are superposed and aligned on older uplifts, that some are folded and thrust-faulted geosynclines, that some are wedge-shaped blocks or series of such blocks, that some are the result of thrust faulting, and that others are mostly assemblages of stocks, laccoliths, and other variations of complex igneous activity is clear — all occurring in a region of varied orogenic history now welded into one morphologic unit of the Rocky Mountain shelf (Figs. 2, 3).



PRINCIPAL STRUCTURAL FEATURES AND OIL AND GAS AREAS AND FIELDS IN THE ROCKY MOUNTAIN REGION

Figure 3.

The present dissected Rocky Mountains are largely the result of several post-Laramide rejuvenative movements in the Tertiary and Quaternary, separated by periods of erosion, the high altitude of some ranges being largely caused by renewed movements along faults and by regional arching.

The relative uplift between the tops of some mountains and adjoining basins is as much as 30,000 feet.

*Overthrust belt*—The eastern limit of the Paleozoic-Mesozoic Cordilleran geosyncline is now featured by a broad, arcuate zone of major asynchronous thrusting — the overthrust belt. In northwestern Montana, strata of the Precambrian Belt series override Mesozoic beds as much as 40 miles along the frontal Lewis overthrust fault. South of the Lewis overthrust fault, almost parallel overlapping plates of Paleozoic strata are thrust eastward at high angles over Cretaceous strata in a relatively broad belt, and still farther south Precambrian Belt beds are thrust over Cretaceous strata, the line of thrusting joining another line of thrusting just north of the Montana-Wyoming border.

The frontal part of the overthrust belt is well displayed in western Wyoming and adjacent portions of Idaho and Utah by north-south overthrusts and associated parallel folds, one of the overthrust having a known length of about 200 miles and a stratigraphic throw that may exceed 20,000 feet.

In north-central Utah, observable overthrusting and overturning are integral parts of the structure south to the central part of the State, south of which in southwestern Utah and northwestern Arizona they are largely obscured by late Tertiary and Recent normal faults in the structural transition zone between the relatively stable Colorado Plateau and that region of major overthrusting — the Great Basin.

*Folded belt*—The northern end of the major folded belt in the Rocky Mountain region is where the asymmetric Big Belt and Little Belt ranges plunge beneath the plains in west-central Montana, north of which the Rocky Mountain Front continues into Canada with sharp demarcation caused by movements and differential erosion along the low-angle Lewis overthrust fault.

Although the Big Belt Range continues the main structural axis of the Front Ranges northwestward to west-central Montana, the Little Belt Range seems to be a slightly western anticlinal offset segment

of a conspicuous structural salient the so-called Big Snowy anticlinorium — that trends east-southeast in central Montana.

The Pryor Mountains in southern Montana are four major and three minor elevated, rotated, folded, and faulted segments, each uptilted at the northeastern corner and forming an asymmetric “trap-door” type of uplift.

The Beartooth and Wind River Ranges and the Big Horn, Gros Ventre, and Granite mountains are largely anticlinal-like wedge-shaped masses characterized by segments of southwest and northeast thrusting and overturning.

The broad and long Uinta Range in northeastern Utah, was elevated by Laramide orogeny on the site of the old Precambrian Uinta trough. It is cut and bordered by several long, high-angle faults, one of which, the Uinta thrust fault, on the northern side, has a probable stratigraphic throw exceeding 30,000 feet.

The major folded belt in Colorado, southern Wyoming, and northern New Mexico is featured by several regional anticlines, such as the Laramie Range, the Front Range, and the West Mountains which are largely wedge-shaped rejuvenated members of Paleozoic mountains — the Ancestral Rockies — that are bordered by thrust faults. West of the Front Range are more or less high, continuous, parallel, arcuate faulted uplifts, such as the Park and Sawatch Ranges and others, which, with the Uinta Range, bend around the relatively stable Colorado Plateau — a dismembered fragment of the central stable region.

The Sangre de Cristo Range in southern Colorado and northern New Mexico resulted from the Laramide folding and thrustfaulting of a Paleozoic geosyncline. Adjacent downwarped intermontane basins that are bordered by late Tertiary or Quaternary high-angle faults — both normal and overthrust — seemingly are types of basin-and-range structure.

The major folded belt dies out near Santa Fe, New Mexico, abutting directly against the tilted north-south block mountain ranges and faulted synclinal valleys characteristic of the Basin-and-Range Province of central New Mexico.

Most of the large structural basins in the major folded belt are in Wyoming, all having relatively undisturbed Tertiary beds either wholly or partly at the surface — in fact, the Hanna Basin in south-



eastern Wyoming contains as much as 20,000 feet of latest Cretaceous and early Tertiary coal-bearing strata.

*Colorado Plateau*—Although the strata in the Colorado Plateau are largely horizontal or gently tilted, there are some rather broad uplifts and downwarps, such as the Zuni Mountains of northwestern New Mexico, the Defiance anticline of northeastern Arizona, the Uncompahgre uplift of southwestern Colorado, and the San Rafael swell of southeastern Utah — all rejuvenated by Laramide orogeny — and the Uinta, San Juan, and Black Mesa structural basins, and lesser upwarps, downwarps, abrupt monoclines, linear zones of faulting, long, collapsed salt-core anticlines, families of parallel normal faults, and conspicuous laccoliths. The lofty western border of the plateau abuts abruptly against the downdropped Great Basin block.

*Great Plains*—Conspicuous uplifts in the western Great Plains include the elongate dome-shaped Black Hills in northwestern South Dakota and adjacent parts of Wyoming, and the following in Montana: the broad, horst-like tilted blocks, anticlines, and laccoliths comprising the so-called Big Snowy anticlinorium in central Montana, with the laccolithic Judith Mountains at the northwestern end, and the laccolithic Little Rocky Mountains and Sweetgras Hills (Figs. 2, 3, 5). Lower uplifts are the Sierra Grande uplift in northeastern New Mexico, the Apishapa uplift and the Las Animas arch in southeastern Colorado, the Hartville uplift in eastern Wyoming, the Big Elk-Shawmut laccolithic uplift, just south of the Wheatland Basin in central Montana, and the Sweetgrass arch in northern Montana. The “disturbed belt”, just west of the Sweetgrass arch in northern Montana is a relatively low area broken by many thrust faults that locally have displaced surface anticlines. The Bearpaw Mountains in north-central Montana are largely isolated masses of Tertiary extrusives and smaller intrusives.

The principal structural basins in the Great Plains are the asymmetrical Raton and Las Vegas Basins in southeastern Colorado and adjacent New Mexico, the similar Denver Basin, just east of the Front Range in Colorado and Wyoming, the Powder River Basin in northeastern Wyoming and southeastern Montana, the Bull Mountains Basin in south-central Montana, and the Williston Basin in western North Dakota and adjacent states.

The Lake Basin fault zone and its decidedly different stratigraphic sequence on opposite sides may represent the southeastern end of a long northwestward-trending lineament.

#### AGE OF OIL AND GAS ZONES

Although some oil occurs in Precambrian granite, quartzite, and other rocks, in the Rocky Mountain region, most of it apparently is derived from Cretaceous strata beneath overthrust faults.

Cambrian strata yield commercial amounts of oil a Lost Soldiers, Wyoming; Ordovician, Silurian, and Devonian strata yield large amounts in eastern Montana; Ordovician strata yield commercial amounts at Hamilton dome, Wyoming; and Devonian strata yield rich helium gas at Rattlesnake, New Mexico (Figs. 3, 4).

Mississippian strata yield large amounts of oil in Montana, North Dakota, and Wyoming, except in the Powder River Basin, and relatively small amounts in northwestern New Mexico; in fact, almost all the oil produced in North Dakota in 1955 came from Mississippian strata.

Pennsylvanian strata are the most prolific oil reservoirs in the Rocky Mountain region, especially in Wyoming and northwestern Colorado. Increased production of both oil and gas from Pennsylvanian strata is reported from the Four Corners district of southwesternmost Colorado and adjoining states.

Permian strata yield prolific amounts of oil in the Big Horn and Wind River Basins, Wyoming, and smaller amounts in northeastern Colorado and southeastern Utah.

Triassic strata yield relatively small amounts of oil in the Big Horn Basin, Wyoming, in northwestern Colorado, and in southwestern Utah. In northeastern New Mexico, Triassic strata yield gas containing 98 per cent carbon dioxide.

Jurassic strata yield large amounts of oil in north-central Montana, the Powder River Basin, Wyoming, and northwestern Colorado. In western Colorado, gas from Jurassic strata contains 20–61.05 per cent carbon dioxide, and in eastern Utah it contains 7.16 per cent helium.

Cretaceous strata yield oil and gas throughout the Rocky Mountain region, except in most of the Williston Basin. Large gas-bearing areas are the San Juan Basin in northwestern New Mexico, the Wasatch Plateau in central Utah, Cedar Creek, Bowdoin, and Cut Bank in Montana, and Baxter Basin and Church Buttes in southwestern Wyoming.





Tertiary strata yield oil and gas in northeastern Utah, northwestern Colorado, and southwestern Wyoming.

#### QUALITY OF THE OIL

Almost all the oil from Cretaceous and Tertiary sandstone and shale in the Rocky Mountain region is relatively high-gravity green oil (Fig. 4). All older systems, except the Ordovician and Silurian in the Williston Basin, yield highly variable oil irrespective of the character of the producing strata. Some sharply folded anticlines yield black oil of  $11^{\circ}$ – $18^{\circ}$  gravity from Mississippian and Pennsylvanian limestone and sandstone and others with gentler dips yield  $28^{\circ}$ – $45^{\circ}$  gravity oil from the same formations. The fact that a sharply folded anticline yields  $19^{\circ}$  black oil from Mississippian limestone and  $40^{\circ}$  greener oil from Cretaceous sandstone indicates that factors in addition to metamorphism are responsible for the quality of the oil, such as differences in origin, weathering, natural processes of refining or filtration, deterioration as a result of contact with sulphate-bearing waters, and other changes during and after migration.

#### TYPES OF PRODUCING STRUCTURES

Almost all the oil and gas produced in the Rocky Mountain region comes from domes and anticlines. Most of the domes are simple, unfaulted structures, the rest being cut by major and minor normal faults, and, in a few cases, by thrust faults. Recent researches show, however, that production on some of the domes — even large ones — may be controlled largely by the complex interfingering of lithologically variable beds; in fact, permeability and wedge-out traps, associated with domes and structural noses and terraces on homoclines, are becoming increasingly important oil producers, as illustrated by the Cut Bank field, Montana, the Osage-Fiddler Creek and Clareton fields in eastern Wyoming, and the Denver Basin fields in northeastern Colorado and southwestern Nebraska (Fig. 3). The long (125 miles), sharply asymmetrical, Cedar Creek anticline in eastern Montana yields oil and gas in its entire length, as does the long, low, broad Nesson anticline in North Dakota.

Many of the major gas fields in the Rocky Mountain region are wedge-outs associated with homoclines, such as the Cut Bank gas



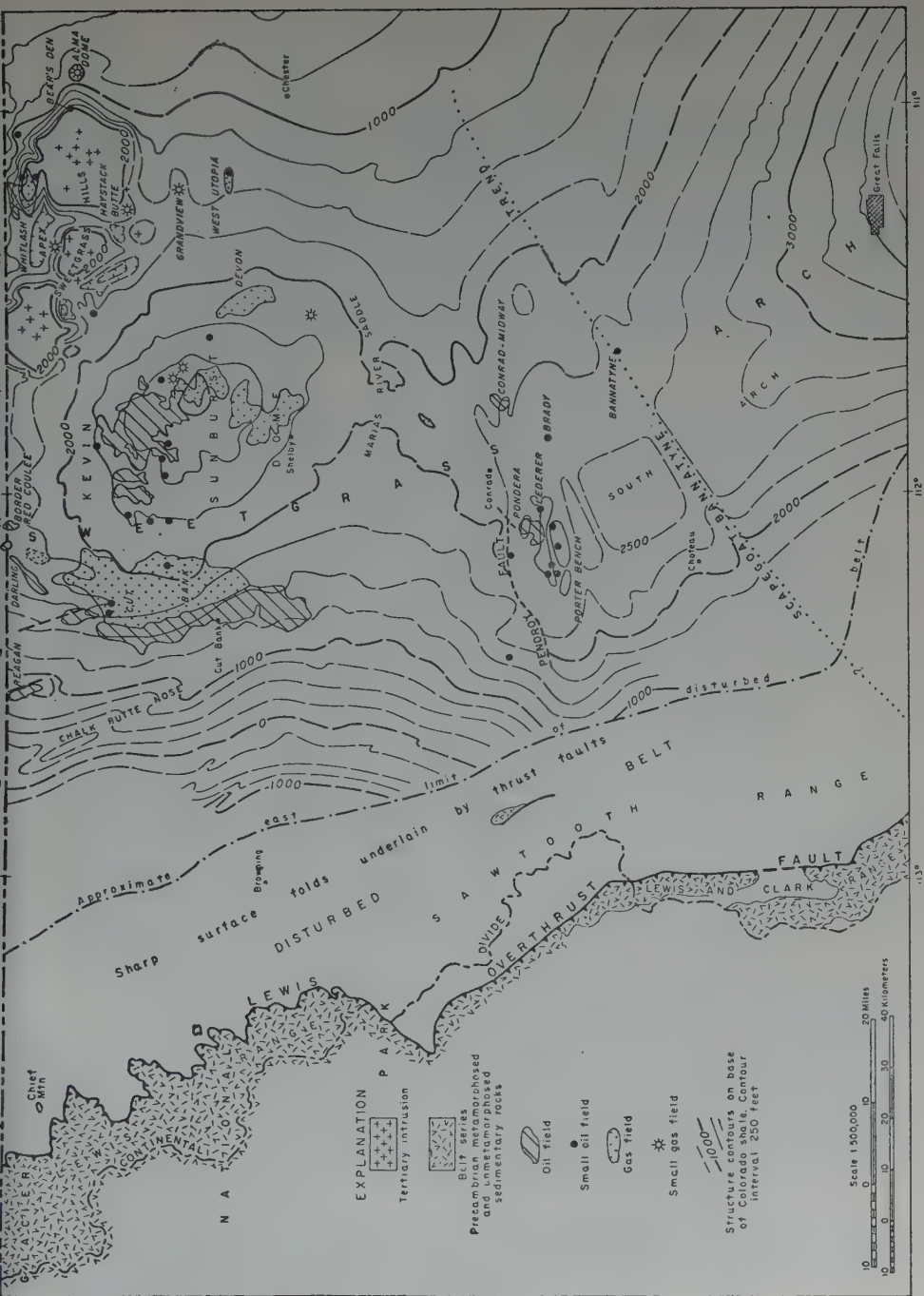
field; and some are on broad domes, like the Kevin-Sunburst and Bowdoin gas fields — all in Montana; some, like the Clear Creek gas field in Utah, are on anticlines in heavily faulted trends; and one, the great San Juan Basin gas field in northwestern New Mexico, embraces a major portion of a very large, asymmetrical structural basin.

### *Anticlines and Domes*

*Kevin-Sunburst, Montana*—Kevin-Sunburst dome, an almost circular, unfaulted, dome nearly 25 miles across on the Sweetgrass arch, in north-central Montana, has a total closure of 850 feet (Figs. 4, 5, 6). Oil accumulation in the lower Mississippian Madison limestone, subjacent to overlapping Upper Jurassic strata is controlled largely by erratic porosity caused by pre-Upper Jurassic weathering of the limestone surface - so much so that the limestone produces oil only on the northern and northwestern flanks of the dome from about 100 feet structurally lower than the crest to at least 800 feet lower over a horizontal distance of 15 miles; in fact, it is common in the limestone oil belt for a large oil well to be surrounded by dry holes or small oil wells. The limestone oil is dark green to black, of mixed base, and has a specific gravity of  $31^{\circ}$  to  $37^{\circ}$ . Depths to the top of the eroded limestone range from 1300 to 1900 feet. Small amounts of  $36^{\circ}$  gravity oil occur in Lower Cretaceous and Upper Jurassic sandstones, an irregular Lower Cretaceous sandstone being the principal gas zone on the dome. A porous zone in Devonian dolomite about 1700 feet below the top of the Mississippian limestone yielded gas containing much hydrogen sulphide and carbon dioxide.

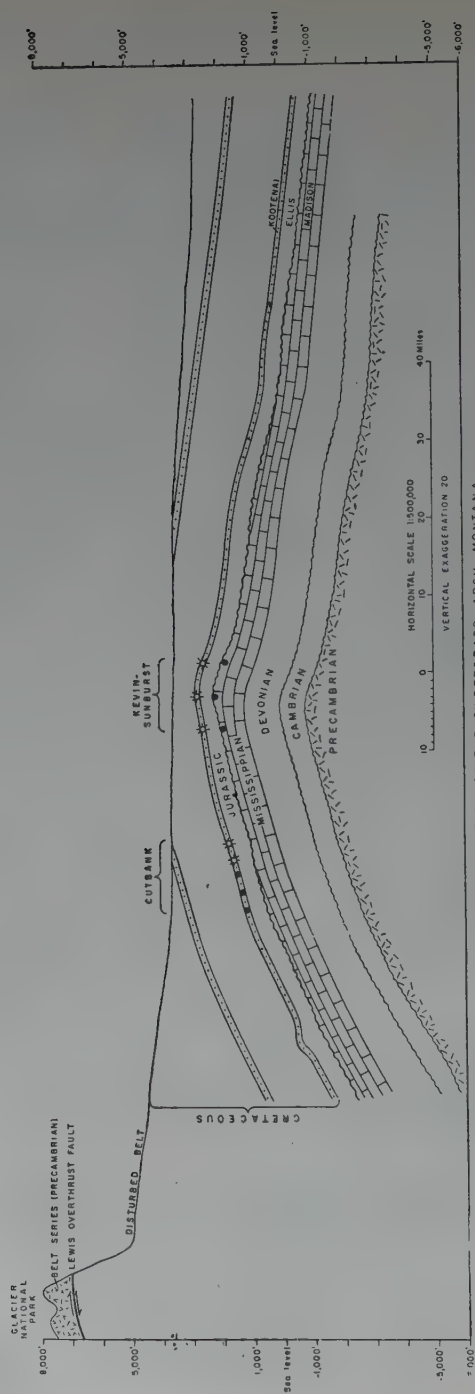
Since discovery in 1922, Kevin-Sunburst has produced about 61 million barrels of oil, the total production in 1955 being about 1 million barrels.

*Wilson Creek, Colorado*—Wilson Creek dome is a broad, triangular dome, with 1000 feet of surface structural closure, superposed on a long anticline in northwestern Colorado (Fig. 7). Altitudes of the oil wells on the dome range up to about 8,500 feet. The productive portion of the dome is unfaulted, the strike fault on the steep southwest flank being the only structural break.



OIL AND GAS FIELDS OF THE SWEETGRASS ARCH, MONTANA

Figure 5.



CROSS SECTION OF THE SWEETGRASS ARCH, MONTANA

Figure 6.

The productive portion of an Upper Jurassic Morrison sandstone averages 25 feet in thickness and that of the almost equally productive but older Upper Jurassic Entrada sandstone is 30 feet. The oil is green, of paraffin base, has a specific gravity of 50°, and occurs at an average depth of 6,650 feet. A 12,702 foot test to Cambrian beds found no commercial amounts of oil or gas below the Entrada.

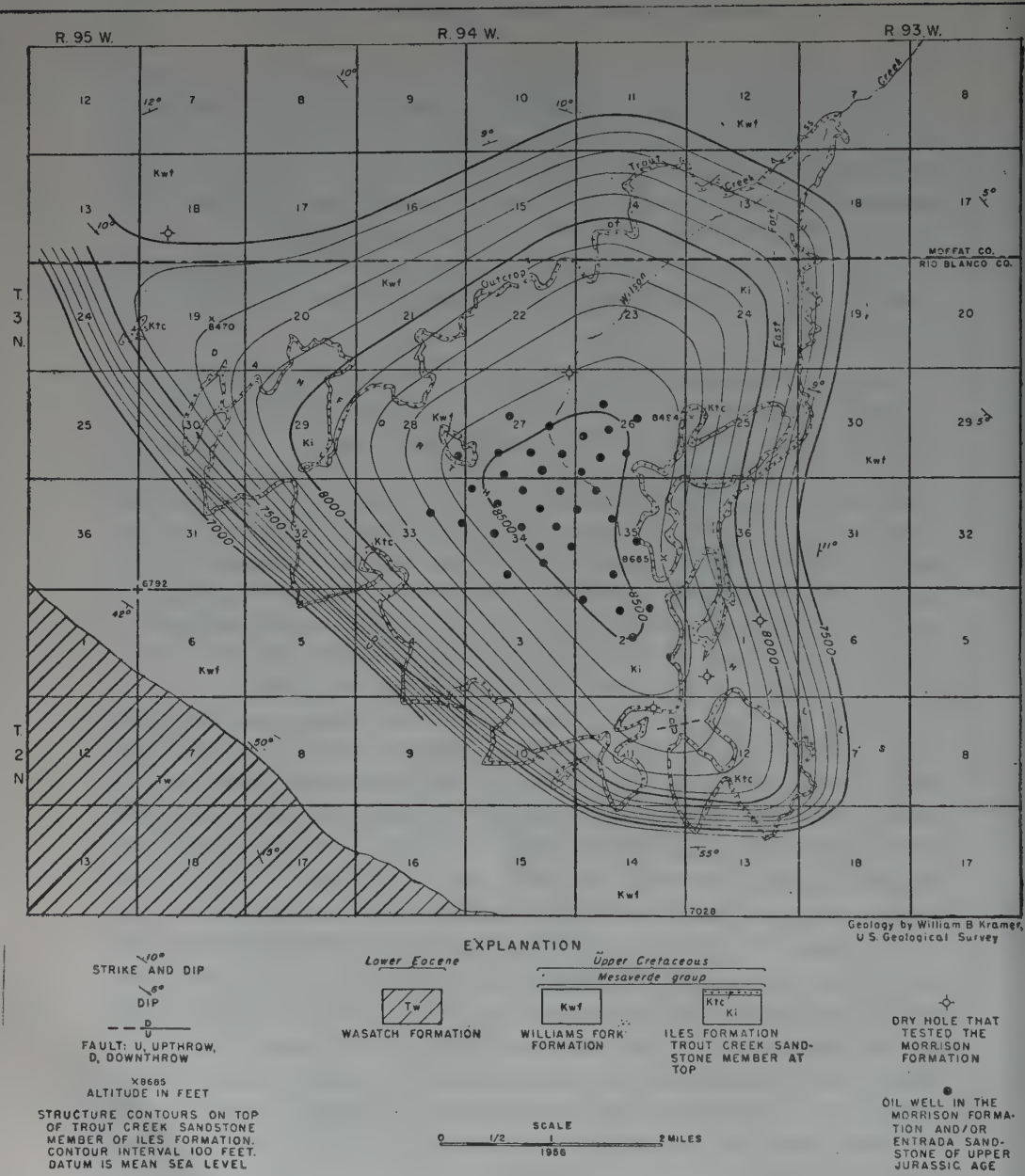
Since discovery in 1938, the Wilson Creek field has produced about 32 million barrels of oil, the production in 1955 being about 2½ million barrels.

*Rangely, Colorado*—Rangely dome, in northwestern Colorado, is a broad, asymmetrical, faulted dome on a long anticline, with a surface structural closure exceeding 2,300 feet (Fig. 8). Near the crest of the anticline exposed Upper Cretaceous strata are broken by many joints and by several northeastward-trending normal faults with displacements of usually less than 100 feet. Oil was discovered at Rangely in 1902 in fracture zones in the Upper Cretaceous marine Mancos shale at depths ranging from about 500 feet to 1,700 feet. The 52° gravity oil seemingly occurs in the porous parts of calcite veins or in fractured shale near the veins. Many shallow wells with initial daily yields of a few to 100 barrels of oil have been completed.

Oil of 35° gravity was discovered in the Pennsylvanian Weber sandstone in 1933, but was not produced until 1943. One well found 38.5° gravity oil in the Upper Triassic Shinarump conglomerate in a flank pinchout in 1946, and some oil has been found in a sandstone in the lower part of the Upper Jurassic Morrison formation, which also produces gas on the crest of the dome. One well yielded 74,000,000 cubic feet of gas per day from the Cretaceous Dakota sandstone.

The main oil producing zone at Rangely, the Pennsylvanian Weber sandstone, is about 1,225 feet thick and yields oil in the upper 500-700 feet at an average depth of 6,300 feet, the initial daily capacity per well ranging from less than 100 barrels to more than 1,000 barrels. The largest wells are on the north and northwest sides of the dome, where the porosity and permeability are most favorable. The structural relief on the top of the Weber above the oil-water contact is about 900 feet.

At the end of 1955, Rangely had a total cumulative oil production of about 191 million barrels, of which 185 million barrels came from



GEOLOGIC MAP OF WILSON CREEK DOME, RIO BLANCO AND MOFFAT COUNTIES, COLORADO

Figure 7.



# EXPLANATION

OIL WELL IN THE WESEB SANDSTONE OF PENNSYLVANIAN AGE

DRY HOLE THAT TESTED THE WESEB SANDSTONE

STRIKE AND DIP

SUBSURFACE FAULT, UPTHROW, D, DOWNTHROW

SUBSURFACE FAULT

STRUCTURE CONTOURS DRAWN ON TOP OF WESEB SANDSTONE

Upper Carboniferous  
MESASERIE FORMATION  
MANCOS SHALE

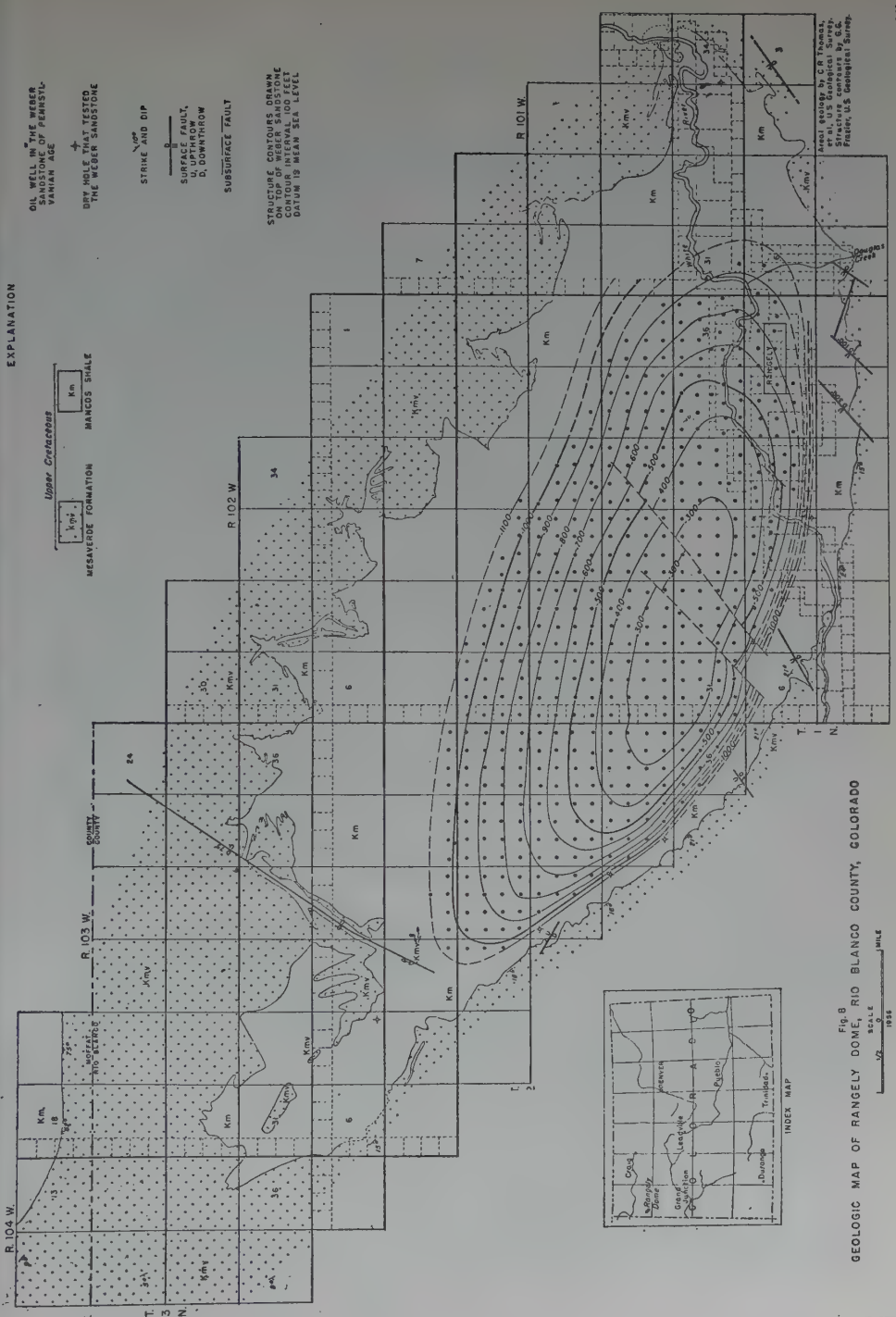


FIG. 8  
GEOLOGIC MAP OF RANGELY DOME, BLANCO COUNTY, COLORADO

Figure 8.

the Weber sandstone and about 5 million barrels from the Mancos shale. In 1955, the Weber sandstone yielded almost 24 million barrels.

*Salt Creek, Wyoming*—Like Rangely, Salt Creek dome, in central Wyoming, is a large asymmetrical dome cut by many transverse faults and having a structural closure of 1,600 feet; in fact, historically and economically Salt Creek has been the greatest oil field in the Rocky Mountain region, having produced about 361 million barrels of oil since discovery in 1906-1908. The principal oil producing zone is the Upper Cretaceous "Second Wall Creek sand", which is reached at a depth of 900-2,100 feet. Other oil producing zones are Cretaceous shales, Jurassic and Pennsylvanian sandstones, and Mississippian limestone. The Pennsylvanian oil is black ( $27^{\circ}$ ); all other oils are light ( $30^{\circ}$ - $39^{\circ}$ ).

*Lost Soldier, Wyoming*—Lost Soldier dome, a sharp elliptical, faulted dome, with about 3,500 feet of structural closure in south-central Wyoming, has produced about 63,000,000 barrels of oil from Cambrian, Mississippian, Pennsylvanian, Jurassic, and Cretaceous strata between depths of 250 feet and 6,100 feet (Fig. 9). Deep-seated faults feature the eastern and northern side of the dome, and undoubtedly have influenced oil accumulation. The gravity of the Jurassic and Cretaceous oils is about  $30^{\circ}$ , with about 0.2 per cent sulphur; and that of the Cambrian, Mississippian, and Pennsylvanian oils is  $35^{\circ}$ , with 1.10 per cent of sulphur, the interval between the two different types of oil accumulations being occupied by a relatively thick section of red beds.

Lost Soldier dome, and the seemingly non-faulted Wertz dome 2 miles east, which has a structural closure of 1,250 feet, are exceptional in that Lost Soldier, which is about 1,800 feet structurally higher than Wertz, yields oil from faulted Jurassic and Cretaceous formations that yield only gas at Wertz. Both fields yield, however, large amounts of oil from the non-faulted Tensleep sandstone (Pennsylvanian). Both fields offer excellent opportunity for detailed researches on reservoir relations.

In 1955, Lost Soldier produced about 2 million barrels of oil from Cambrian, Madison, and Tensleep reservoirs.

*Elk Basin, Wyoming*—The main part of the Elk Basin oil field, at the northern end of the Big Horn Basin, is on a large, rather sym-

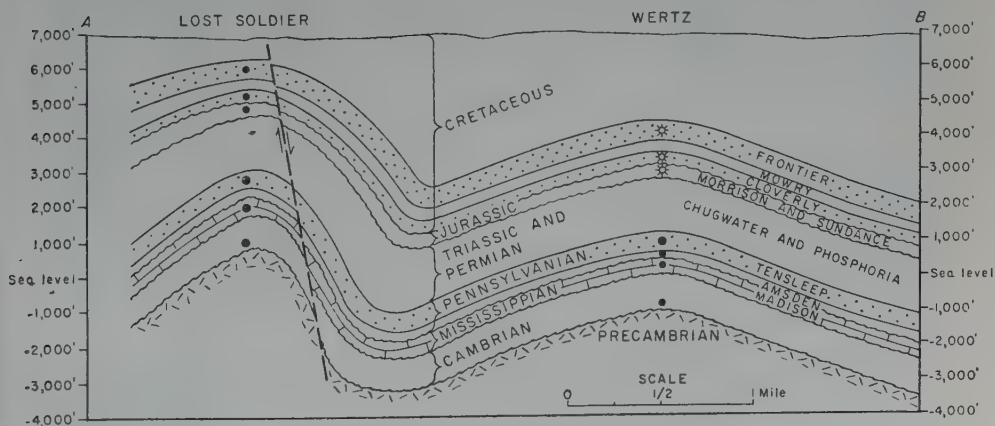
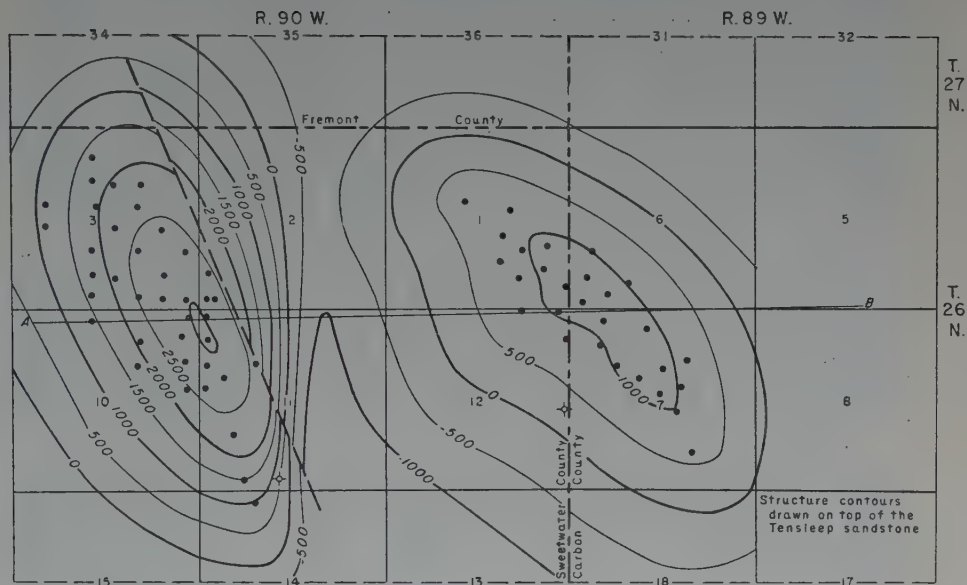


Fig. 9  
LOST SOLDIER AND WERTZ DOMES, CARBON AND SWEETWATER COUNTIES, WYOMING

metrical, oval, dome, with about 5,000 feet of surface structural closure, and with smaller producing domes at the southern and northern ends (Figs. 10, 11). The large dome is heavily cut by transverse and longitudinal normal faults and by a reverse fault at the southern end. The vertical displacements of the many transverse normal faults are as much as 700 feet at the surface, but there are no seepages of oil or gas and no oil in crevices in faulted areas, as is common in other faulted fields in Wyoming and elsewhere. As the more competent Pennsylvanian Tensleep sandstone is approached in drilling, the normal faults die out, indicating that they resulted from relaxational adjustments in compressible shale subsequent to folding.

Faulting did not greatly affect oil accumulation in the relatively shallow Upper Cretaceous sandy strata in the main part of the field. In the southern end, however, oil accumulated in the higher parts of several faulted blocks, with practically barren areas in between.

Elk Basin produces some 42° gravity oil and large volumes of gas from Cretaceous sandstones, and much 28° gravity oil from Permian limestone, Pennsylvanian sandstone, and Mississippian limestone, the principal oil producing formations being the Tensleep sandstone and the superjacent Phosphoria ("Embar") formation of Pennsylvanian and Permian age, respectively. The average depth to Cretaceous oil production is 1,500 feet and to Mississippian Madison production 5,100 feet.

Since discovery in 1915, the Elk Basin domes have produced approximately 103 million barrels of oil, the quantity in 1955 being about 9 million barrels.

Garland dome, southeast of Elk Basin (Fig. 10), has about 2,600 feet of structural closure and many transverse faults which affect all strata to a depth of several thousand feet. The Phosphoria-Tensleep and the Madison yield large amounts of about 22° gravity high-sulphur black oil at depths ranging from about 3,250 to 4,250 feet.

Byron dome, just east of Garland, has about 1,500 feet of structural closure and produces large amounts of 22° high-sulphur black oil from the Phosphoria-Tensleep at a depth of about 5,000 feet.

Frannie dome, east of Elk Basin, has a structural closure of about 1,000 feet, and produces large amounts of 26° gravity black oil from the Tensleep at depths of about 3,000 feet.

*Cedar Creek, Montana*—The sharply asymmetric Cedar Creek (Baker-Glendive) anticline, in eastern Montana, is 125 miles long, with domes of variable size expressed in surface rocks along its entire length. Gas has been produced from two Upper Cretaceous marine sandy zones at an average depth of 1,100 feet since 1915, and about 6 million barrels of 36° gravity oil have been produced from overlapping, fractured, and vuggy Mississippian, Silurian, and Ordovician carbonates at an average depth of 8,500 feet since 1952, Ordovician dolomites being the principal producing strata (Figs. 3, 4, C).

Other similar oil producing anticlines in Montana are Cat Creek and Sumatra (Fig. 3). Cat Creek yields 50° gravity oil mainly from the Kootenai formation, of Lower Cretaceous age, at an average depth of 1,250 feet in a structural trap, and Northwest Sumatra yields 32° gravity oil from the Amsden formation, of Mississippian age, in a combination of structural trap and complex lithology at an average depth of 4,500 feet (Figs. 3, 4, B).

*Nesson, North Dakota*—The broad, low Nesson anticline in the approximate center of the Williston Basin—a depositional basin since the Cambrian that contains about 15,000 feet of Paleozoic, Mesozoic, and Cenozoic strata — yields 42° gravity oil from porous limestones in the Mississippian Madison group at an average depth of 8,500 feet, the largest fields being Tioga and Beaver Lodge (Fig. 3). Commercial amounts of oil discovered in Devonian and Silurian carbonates at Beaver Lodge, at the respective depths of 10,490 and 11,630 feet, have not been produced.

Between 1951, when the first oil in North Dakota was discovered at Beaver Lodge, and the end of 1955, the State produced 24,114,645 barrels of oil, about 80 per cent of which came from Beaver Lodge, Tioga, and Charlson on the Nesson anticline.

### *Homoclines*

*Cut Bank, Montana*—The Cut Bank oil and gas field is on a homocline that dips less than 1° westward on the west flank of Kevin-Sunburst dome (Fig. 5). Most of the 38° gravity oil produced at a depth of about 2,900 feet is from the basal sandstone of the Lower Cretaceous Kootenai formation — the Cut Bank sand — that feathers out up dip forming a stratigraphic trap. Some oil and much gas are produced from



overlying lenticular sandstones in the Kootenai, and some 37° gravity oil is produced from the lower Mississippian Madison limestone at a depth of about 3,100 feet on a north-plunging nose at the northern end of the field.

Since discovery in 1926, Cut Bank has produced about 80 million barrels of oil, the amount in 1955 being almost 3 million barrels.

*Julesburg, Colorado and Nebraska*—The Julesburg homocline, in northeastern Colorado and contiguous states, is the 240-miles wide gentle east flank of the asymmetrical Denver Basin. (Figs. 3, 12), the structural axis of which in Cretaceous and older rocks trends north-south close to the Rocky Mountain Front. Practically all the 39° gravity oil produced from the many fields on the homocline comes from the basal sandstones of the Cretaceous — the Dakota group — at depths ranging from about 4,300 feet in southwestern Nebraska to 6,400 feet 40 miles east of Denver. Oil accumulation is in lenticular porous sandstones, with very small anticlines and structural noses sometimes furnishing minor localizing effects. The largest single oil field on the homocline is Adena, 65 miles northeast of Denver, which, in 1955, produced about 6 million barrels of oil.

The Clareton and Osage-Fiddler Creek fields in northeastern Wyoming (Fig. 3) are also on a gentle westward-dipping homocline that yields oil from the Newcastle sandstone in the Dakota group under conditions similar to those on the Julesburg homocline.

*San Juan, New Mexico*—The inner portion of the San Juan Basin, in northwestern New Mexico, has become increasingly important because of the large production and widely expanding distribution of gas from relatively thick Cretaceous sandstones in the trough of the main basin and up the west limb (Figs. 3, 13). Gas accumulation is largely due to variations in porosity and permeability and to fracture systems, on a gentle east-dipping homocline, rather than to geologic structure.

#### STRUCTURAL TERRACES, NOSES, AND FAULT TRAPS

*Pondera, Montana*—The Pondera oil field, on a small structural terrace at the northern end of the north-westward-plunging South arch in north-central Montana, produces largely from a 40-foot top zone of finely crystalline dolomitized Mississippian Madison limestone with variable porosity resulting from pre-Jurassic weathering; in fact, the field



OIL AND GAS FIELDS OF THE NORTHERN PART OF THE BIGHORN BASIN, WYOMING

Figure 10.









may be classified as a permeability trap associated with a structural nose (Fig. 5).

Since discovery in June 1927, Pondera has produced about... 12,000,000 barrels of 33° gravity black oil from an average depth of 2,000 feet, the production in 1955 being about 491,000 barrels.

*Silvertip, Wyoming*—The Silvertip field, just west of Elk Basin, is a fault associated with a structural nose on a homocline, yielding 43° gravity oil from the Permian Phosphoria limestone and the Pennsylvanian Tensleep sandstone at the respective depths of 5,000 and 8,500 feet (Fig. 11). Smaller quantities of similar oil are yielded by Cretaceous sandstone.

*Bottineau, North Dakota*—Oil in the Bottineau area (Fig. 3) is largely from porous limestone in the lower Mississippian Madison group, the factors controlling accumulation being small structural noses and the truncation of the porous limestone by the Triassic Spearfish formation.

*Uinta Basin, Utah*—Since the first commercial production of oil in the Uinta Basin was discovered in lithologically variable, fractured, and lenticular sandy beds near the base of the Eocene Green River formation in 1949, several fields have produced 30-43° gravity oil at and close to that horizon at depths ranging from 2,700 to 10,000 feet (Fig. 3). The traps are anticlinal noses, fault traps, stratigraphic traps, and a combination of all these. The oil occurrences are exceptional in that the oil probably originated in fresh-water beds, as at Powder Wash in northwestern Colorado, a low, unfaulted dome that yields 38° gravity oil and large amounts of gas from several irregular, widely separated, and lenticular fluvial and lacustrine porous sandstones in the Eocene Wasatch formation at depths of 2,152 to 5,032 feet.

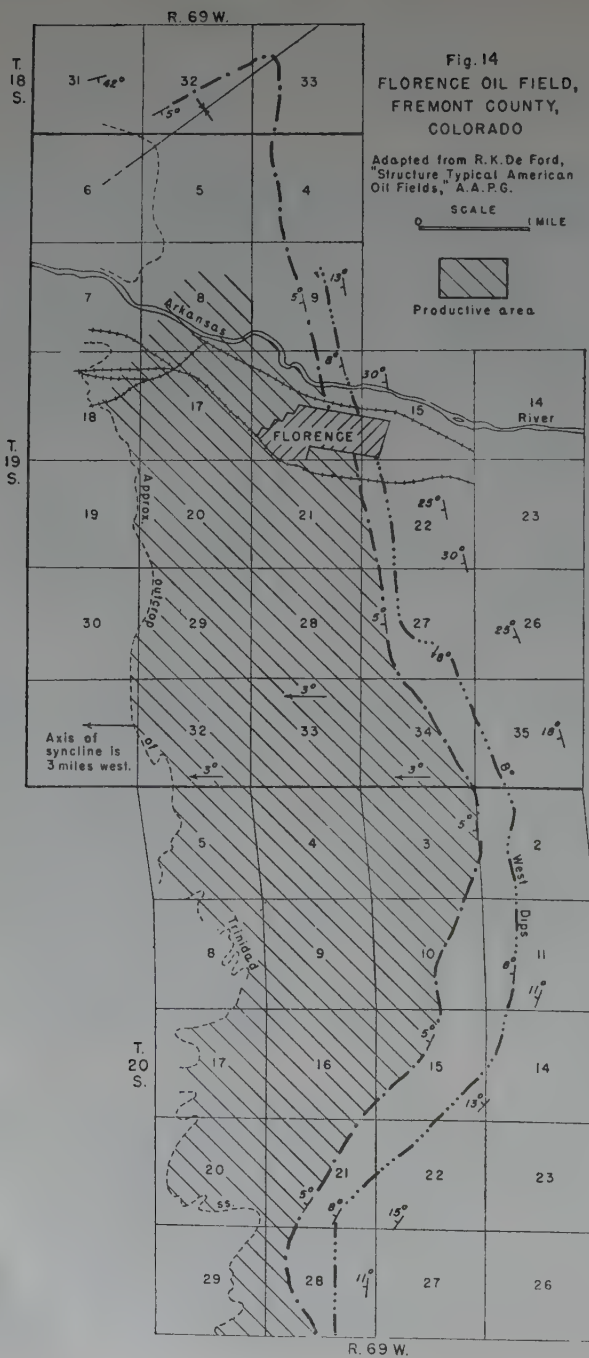
*Florence, Colorado*—The Florence field, in south-central Colorado, is a permeability trap associated with a structural terrace on the wide east flank of a complicated structural basin — the Canon City embayment (Fig. 14). Oil of about 31° gravity occurs in joints and fissures in the Upper Cretaceous Pierre shale at depths of 900 feet to 3,600 feet. Oil was discovered at Florence in 1876, following the discovery of small amounts of oil close to a nearby oil seep in 1862

Adapted from R.K. De Ford,  
"Structure Typical American  
Oil Fields," A.A.P.G.

SCALE  
0 \_\_\_\_\_ 1 MILE



Productive area.



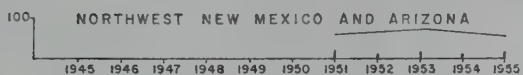
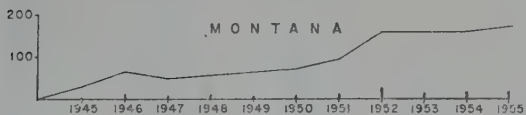
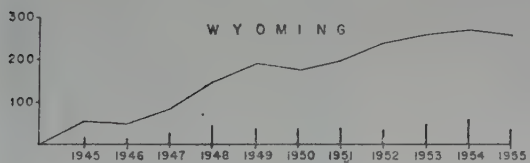
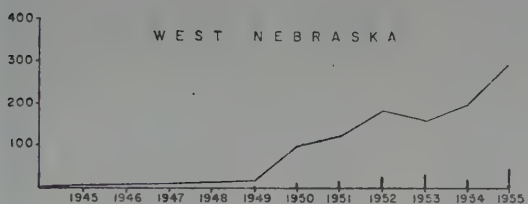
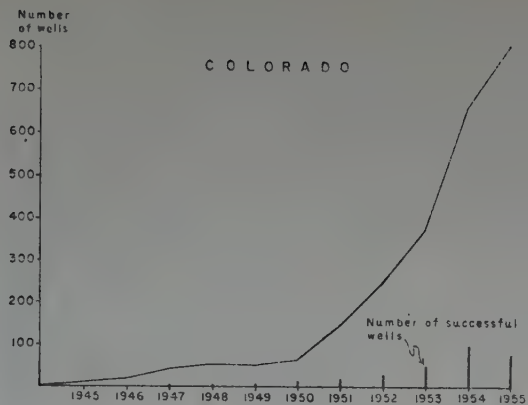


Fig.15 WILDCAT WELLS  
IN THE ROCKY MOUNTAIN REGION 1945-1955

Fig. 16  
ESTIMATED PROVED RESERVES OF CRUDE OIL  
IN THE ROCKY MOUNTAIN REGION AS OF JANUARY 1, 1956

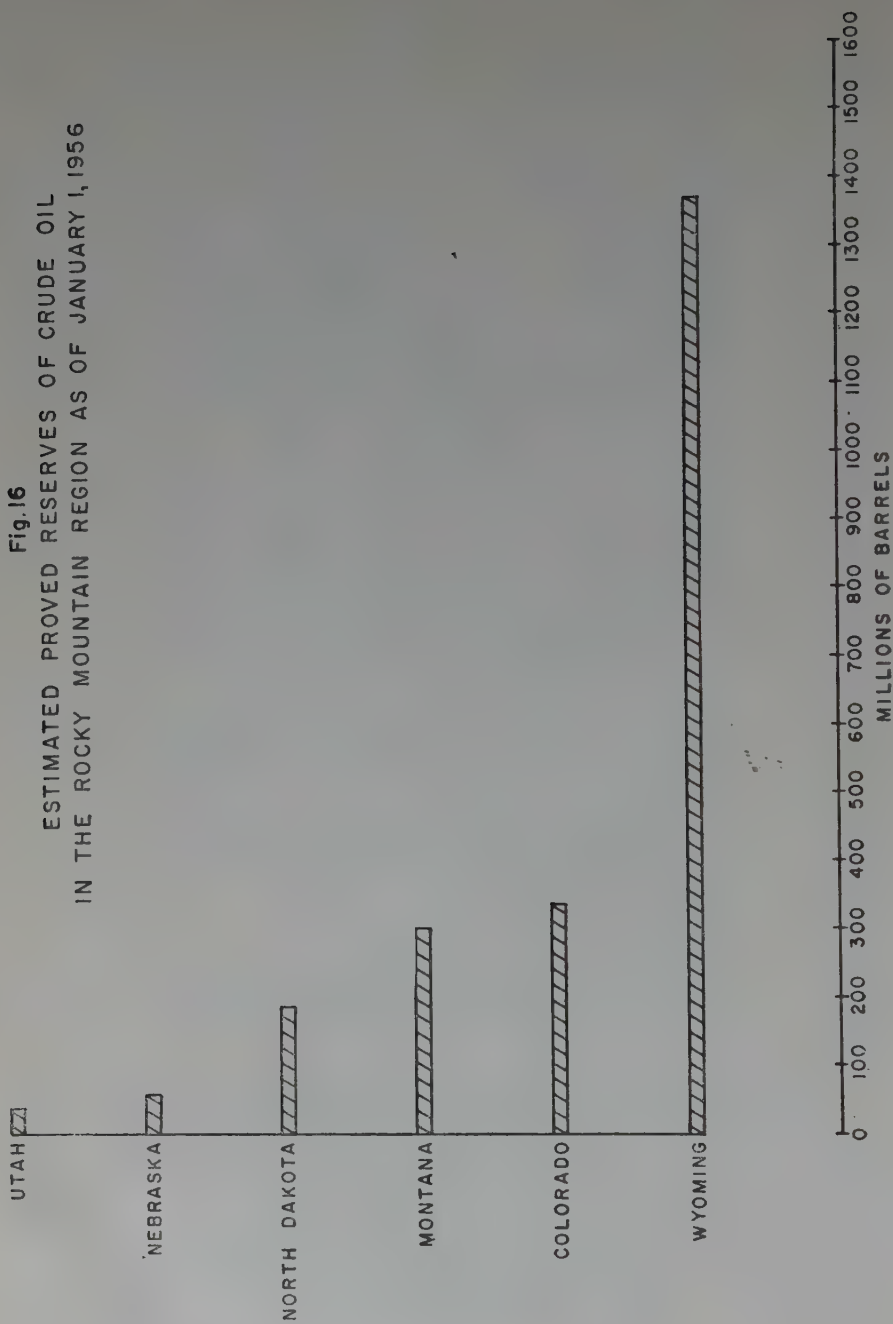


TABLE I.

## TOTAL OIL PRODUCTION IN THE ROCKY MOUNTAIN REGION 1954-1955

|                | 1945       | 1946       | 1947       | 1948       | 1949       | 1950       | 1951        | 1952        | 1953        | 1954        | 1955        |
|----------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| NW. New Mexico | 168,400    | 171,290    | 404,920    | 368,860    | 331,410    | 333,851    | 391,930     | 663,471     | 621,071     | 927,303     | 1,126,895   |
| Colorado       | 5,036,000  | 11,856,000 | 15,702,000 | 17,878,000 | 23,587,000 | 23,303,000 | 27,827,000  | 30,331,000  | 36,402,000  | 41,052,000  | 51,065,000  |
| Montana        | 8,420,000  | 8,825,000  | 8,742,000  | 9,382,000  | 9,118,000  | 8,109,000  | 8,958,000   | 9,606,000   | 11,920,000  | 13,687,000  | 15,484,000  |
| Nebraska       |            |            |            |            | 330,000    | 1,547,000  | 2,558,000   | 2,660,000   | 6,344,000   | 7,423,000   | 10,923,090  |
| Wyoming        | 36,219,000 | 38,977,000 | 44,772,000 | 55,032,000 | 47,890,000 | 61,631,000 | 68,929,000  | 68,074,000  | 82,618,000  | 93,633,000  | 100,198,000 |
| North Dakota   |            |            |            |            |            |            | 25,000      | 1,549,000   | 5,183,000   | 5,979,000   | 10,971,000  |
| South Dakota   |            |            |            |            |            |            |             |             |             | 34,000      | 30,000      |
| Utah           |            |            |            |            | 637,000    | 1,228,000  | 1,305,000   | 1,737,900   | 1,807,000   | 1,873,000   | 2,084,000   |
| TOTALS:        | 49,843,400 | 59,829,290 | 69,620,920 | 82,660,860 | 81,893,410 | 88,862,751 | 109,993,930 | 114,670,471 | 144,895,071 | 164,608,303 | 191,871,895 |



— three years after the world's first oil well was completed at Titusville, Pennsylvania.

Florence has produced about 14 million barrels of oil, the amount in 1955 being about 31,000 barrels.

#### EXPLORATION, PRODUCTION, AND RESERVES

Largely because of a lack of markets, good transportation facilities, and knowledge of later exploratory concepts and techniques drilling for oil and gas in the Rocky Mountain region was carried out desultorily near oil springs during the period 1862-1911. Diligent search for oil and gas based on the anticlinal theory seemingly began with surface mapping during the period 1912-1915 and has continued since, with especial emphasis on seismograph prospecting since the early thirties, and on detailed researches in subsurface lithologic variations and hydrodynamics since 1950.

#### BIBLIOGRAPHY

- ANDRICHUK, JOHN M. *Mississippian Madison Group Stratigraphy and Sedimentation in Wyoming and Southern Montana*, Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., Vol. 39, No. 11, 1955, pp. 2170-2210.
- BAKER, A. A., DANE, C. H. and JOHN B. REESIDE, Jr. *Paradox Formation of Eastern Utah and Western Colorado*. *ibid.*, Vol. 17, No. 8, 1933, pp. 963-980.
- BARNES, T. R. *Williston Basin-New Province for Oil Exploration*. *ibid.*, Vol. 37, No. 2, 1953, pp. 340-354.
- CURRY, WM. H., Jr. and WM. H. CURRY, III. *South Glenrock, a Wyoming Stratigraphic Oil Field*, *ibid.*, Vol. 38, No. 10, 1954, pp. 2119-2156.
- DOBBIN, C. E. *Structural Conditions of Oil and Gas Accumulation in Rocky Mountain Region, United States*, *ibid.*, Vol. 27, No. 4, 1943, pp. 417-478.
- DOBBIN, C. E. and C. E. ERDMANN. *Structure Contour Map of the Montana Plains*. U. S. Geol. Survey. 1932. Revised in 1935, 1946, and 1955.
- EARDLEY, A. J. *Structural Geology of North America*. Harper and Bros., New York, 1951.
- GRACE, ROBERT M. *Stratigraphy of the Newcastle Formation, Black Hills Region, Wyoming and South Dakota*. Wyoming Geol. Survey Bull. 44. 1952.
- HUNT, JOHN M. *Composition of Crude Oil and Its Relation to Stratigraphy in Wyoming*. Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., Vol. 37, No. 8, 1953, pp. 1837-1872.
- LAIRD, WILSON M. and DONALD F. TOWSE. *Stratigraphy of North Dakota with Reference to Oil Possibilities*. North Dakota Geol. Survey Rept. Inves. 2, 1953.

- MAHER, JOHN C. *Paleozoic History of Southeastern Colorado*. Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., Vol. 37, No. 11, 1953, pp. 2475-2489.
- MALLORY, WILLIAM WYMAN. *Continental Framework and Petroleum Exploration in Western United States*, *ibid.*, Vol. 37, No. 11, 1953, pp. 2490-2497.
- McCABE, WILLIAM S. *Williston Basin Paleozoic Unconformities*, *ibid.*, Vol. 38, No. 9, 1954, pp. 1997-2010.
- McCOY, ALEX W., III, ROBERT L. SIELAFF, GEORGE R. DOWNS, N. WOOD BASS and JOHN H. MAXSON. *Types of Oil and Gas Traps in Rocky Mountain Region*, *ibid.*, Vol. 35, No. 5, 1951, pp. 1000-1037.
- McCOY, ALEX W., III. *Tectonic History of Denver Basin*, *ibid.*, Vol. 37, No. 8, 1953, pp. 1873-1893.
- PERRY, EUGENE S. *Oil and Gas in Montana*. Montana School of Mines Memoir No. 35. 1953.
- SLOSS, L. L. *Paleozoic Sedimentation in Montana Area*. Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., Vol. 34, No. 3, 1950, pp. 423-451.
- THOMAS, HORACE D. *The Geological History and Geological Structure of Wyoming*. Wyoming Geol. Survey, Bull. 42. 1949.
- THOMPSON, WARREN O. *Lyons Sandstone of Colorado Front Range*. Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., Vol. 33, No. 1, 1949, pp. 52-72.
- WALTON, PAUL T. *Wasatch Plateau Gas Fields*, *ibid.*, Vol. 39, No. 4, 1955, pp. 385-421.

#### *Guidebooks, Annual Field Conferences*

- Billings Geological Society*, 1950-1955, *Montana and Adjacent States*.
- Four Corners Geological Society*, 1955, *Paradox, Black Mesa, and San Juan Basins*.
- Intermountain Association of Petroleum Geologists*, 1950-1955, *Utah and Adjoining States*.
- Wyoming Geological Association*, 1946-1955, *Wyoming and Adjacent States*.

#### *Symposia*

- American Association Petroleum Geologists*, 1951, *Rocky Mountain Region, Possible Future Petroleum Provinces of North America*, Vol. 35, No. 2, pp. 274-315.
- Rocky Mountain Association of Geologists*, 1954, *Oil and Gas Fields of Colorado*.
- , 1956, *Oil and Gas Fields of Nebraska*.

#### *Maps*

- Amer. Assoc. Petrol. Geol.*, 1944, *Tectonic Map of the United States*.
- U. S. Geological Survey, State Geologic Maps, Rocky Mountain Region*.
- , 1932, *Geologic Map of the United States*.



UNITED STATES OF AMERICA

(ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA)

THE MID CONTINENT REGION

By A. I. LEVORSEN

ABSTRACT

The Mid Continent Region accounts for about one-third of the petroleum production and recoverable reserves of the United States. The regional structure is a series of broad basins separated by eroded anticlines and uplifts, some of which are buried. Production is chiefly from rocks of Paleozoic age and the traps range through many structural and stratigraphic types. Depths to production range down to 14,000 feet and the average depth is around 4500 feet. Some of the types of traps that are more common are shown by maps and sections.

The Mid-Continent region of the United States shown in Figures 1, 2 and 3 has been an area of active petroleum exploration for over fifty years and there are still vast volumes of sediments that have not been completely explored. The producing rocks are almost entirely of Paleozoic age and the traps range from wholly structural to wholly stratigraphic. The region produces about 2.4 million barrels of oil per day and has a cumulative production of nearly 18 billion barrels. The current recoverable reserve is estimated to be about 11 billion barrels of oil. The current production, cumulative production, and recoverable reserves are approximately one-third of equivalent figures for the whole United States. There are about 13,500 gas wells and 204,000 oil wells producing within the region. During the year 1955 a total of 26,765 wells were drilled in the region with a total footage of over 95 million feet. Of these, 4,764 were classed as wildcat wells in which over 20 million feet were drilled. <sup>(1)</sup>

*Stratigraphy*

The areal geology and the geologic column are shown in Figure 5. It consists in general of a rather full development of the Cambro-

---

<sup>1</sup> Data from Oil and Gas Journal, January 30, 1956 and World Oil, February 15, 1956:

A map of the Mid-Continent Region of the United States. The region is shaded with diagonal lines and labeled "MID-CONTINENT". The map shows the following states and territories:

- Washington
- Oregon
- Idaho
- Montana
- North Dakota
- South Dakota
- Wyoming
- Nebraska
- Colorado
- Utah
- Nevada
- California
- Arizona
- New Mexico
- Texas
- Oklahoma
- Missouri
- Illinois
- Indiana
- Ohio
- Michigan
- Wisconsin
- Minnesota
- Iowa
- Arkansas
- Louisiana
- Alabama
- Georgia
- Florida
- South Carolina
- North Carolina
- Virginia
- West Virginia
- Pennsylvania
- Delaware
- Maryland
- District of Columbia
- Virginia
- North Carolina
- South Carolina
- Georgia
- Florida
- Alabama
- Mississippi
- Arkansas
- Louisiana
- Texas
- Oklahoma
- Missouri
- Illinois
- Indiana
- Ohio
- Michigan
- Wisconsin
- Minnesota
- Iowa
- Nebraska
- Colorado
- Utah
- Nevada
- California
- Arizona
- New Mexico
- Texas
- Oklahoma
- Missouri
- Illinois
- Indiana
- Ohio
- Michigan
- Wisconsin
- Minnesota
- Iowa
- Nebraska
- Colorado
- Utah
- Nevada
- California
- Arizona
- New Mexico
- Texas
- Oklahoma
- Missouri
- Illinois
- Indiana
- Ohio
- Michigan
- Wisconsin
- Minnesota
- Iowa
- Nebraska
- Colorado
- Utah
- Nevada
- California
- Arizona
- New Mexico
- Texas
- Oklahoma
- Missouri
- Illinois
- Indiana
- Ohio
- Michigan
- Wisconsin
- Minnesota
- Iowa
- Nebraska
- Colorado
- Utah
- Nevada
- California
- Arizona
- New Mexico
- Texas
- Oklahoma
- Missouri
- Illinois
- Indiana
- Ohio
- Michigan
- Wisconsin
- Minnesota
- Iowa
- Nebraska
- Colorado
- Utah
- Nevada
- California
- Arizona
- New Mexico
- Texas
- Oklahoma
- Missouri
- Illinois
- Indiana
- Ohio
- Michigan
- Wisconsin
- Minnesota
- Iowa
- Nebraska
- Colorado
- Utah
- Nevada
- California
- Arizona
- New Mexico
- Texas
- Oklahoma
- Missouri
- Illinois
- Indiana
- Ohio
- Michigan
- Wisconsin
- Minnesota
- Iowa
- Nebraska
- Colorado
- Utah
- Nevada
- California
- Arizona
- New Mexico
- Texas
- Oklahoma
- Missouri
- Illinois
- Indiana
- Ohio
- Michigan
- Wisconsin
- Minnesota
- Iowa
- Nebraska
- Colorado
- Utah
- Nevada
- California
- Arizona
- New Mexico
- Texas
- Oklahoma
- Missouri
- Illinois
- Indiana
- Ohio
- Michigan
- Wisconsin
- Minnesota
- Iowa
- Nebraska
- Colorado
- Utah
- Nevada
- California
- Arizona
- New Mexico
- Texas
- Oklahoma
- Missouri
- Illinois
- Indiana
- Ohio
- Michigan
- Wisconsin
- Minnesota
- Iowa
- Nebraska
- Colorado
- Utah
- Nevada
- California
- Arizona
- New Mexico
- Texas
- Oklahoma
- Missouri
- Illinois
- Indiana
- Ohio
- Michigan
- Wisconsin
- Minnesota
- Iowa
- Nebraska
- Colorado
- Utah
- Nevada
- California
- Arizona
- New Mexico
- Texas
- Oklahoma
- Missouri
- Illinois
- Indiana
- Ohio
- Michigan
- Wisconsin
- Minnesota
- Iowa
- Nebraska
- Colorado
- Utah
- Nevada
- California
- Arizona
- New Mexico
- Texas
- Oklahoma
- Missouri
- Illinois
- Indiana
- Ohio
- Michigan
- Wisconsin
- Minnesota
- Iowa
- Nebraska
- Colorado
- Utah
- Nevada
- California
- Arizona
- New Mexico
- Texas
- Oklahoma
- Missouri
- Illinois
- Indiana
- Ohio
- Michigan
- Wisconsin
- Minnesota
- Iowa
- Nebraska
- Colorado
- Utah
- Nevada
- California
- Arizona
- New Mexico
- Texas
- Oklahoma
- Missouri
- Illinois
- Indiana
- Ohio
- Michigan
- Wisconsin
- Minnesota
- Iowa
- Nebraska
- Colorado
- Utah
- Nevada
- California
- Arizona
- New Mexico
- Texas
- Oklahoma
- Missouri
- Illinois
- Indiana
- Ohio
- Michigan
- Wisconsin
- Minnesota
- Iowa
- Nebraska
- Colorado
- Utah
- Nevada
- California
- Arizona
- New Mexico
- Texas
- Oklahoma
- Missouri
- Illinois
- Indiana
- Ohio
- Michigan
- Wisconsin
- Minnesota
- Iowa
- Nebraska
- Colorado
- Utah
- Nevada
- California
- Arizona
- New Mexico
- Texas
- Oklahoma
- Missouri
- Illinois
- Indiana
- Ohio
- Michigan
- Wisconsin
- Minnesota
- Iowa
- Nebraska
- Colorado
- Utah
- Nevada
- California
- Arizona
- New Mexico
- Texas
- Oklahoma
- Missouri
- Illinois
- Indiana
- Ohio
- Michigan
- Wisconsin
- Minnesota
- Iowa
- Nebraska
- Colorado
- Utah
- Nevada
- California
- Arizona
- New Mexico
- Texas
- Oklahoma
- Missouri
- Illinois
- Indiana
- Ohio
- Michigan
- Wisconsin
- Minnesota
- Iowa
- Nebraska
- Colorado
- Utah
- Nevada
- California
- Arizona
- New Mexico
- Texas
- Oklahoma
- Missouri
- Illinois
- Indiana
- Ohio
- Michigan
- Wisconsin
- Minnesota
- Iowa
- Nebraska
- Colorado
- Utah
- Nevada
- California
- Arizona
- New Mexico
- Texas
- Oklahoma
- Missouri
- Illinois
- Indiana
- Ohio
- Michigan
- Wisconsin
- Minnesota
- Iowa
- Nebraska
- Colorado
- Utah
- Nevada
- California
- Arizona
- New Mexico
- Texas
- Oklahoma
- Missouri
- Illinois
- Indiana
- Ohio
- Michigan
- Wisconsin
- Minnesota
- Iowa
- Nebraska
- Colorado
- Utah
- Nevada
- California
- Arizona
- New Mexico
- Texas
- Oklahoma
- Missouri
- Illinois
- Indiana
- Ohio
- Michigan
- Wisconsin
- Minnesota
- Iowa
- Nebraska
- Colorado
- Utah
- Nevada
- California
- Arizona
- New Mexico
- Texas
- Oklahoma
- Missouri
- Illinois
- Indiana
- Ohio
- Michigan
- Wisconsin
- Minnesota
- Iowa
- Nebraska
- Colorado
- Utah
- Nevada
- California
- Arizona
- New Mexico
- Texas
- Oklahoma
- Missouri
- Illinois
- Indiana
- Ohio
- Michigan
- Wisconsin
- Minnesota
- Iowa
- Nebraska
- Colorado
- Utah
- Nevada
- California
- Arizona
- New Mexico
- Texas
- Oklahoma
- Missouri
- Illinois
- Indiana
- Ohio
- Michigan
- Wisconsin
- Minnesota
- Iowa
- Nebraska
- Colorado
- Utah
- Nevada
- California
- Arizona
- New Mexico
- Texas
- Oklahoma
- Missouri
- Illinois
- Indiana
- Ohio
- Michigan
- Wisconsin
- Minnesota
- Iowa
- Nebraska
- Colorado
- Utah
- Nevada
- California
- Arizona
- New Mexico
- Texas
- Oklahoma
- Missouri
- Illinois
- Indiana
- Ohio
- Michigan
- Wisconsin
- Minnesota
- Iowa
- Nebraska
- Colorado
- Utah

FIGURE 1. MAP SHOWING LOCATION OF THE MID-CONTINENT REGION



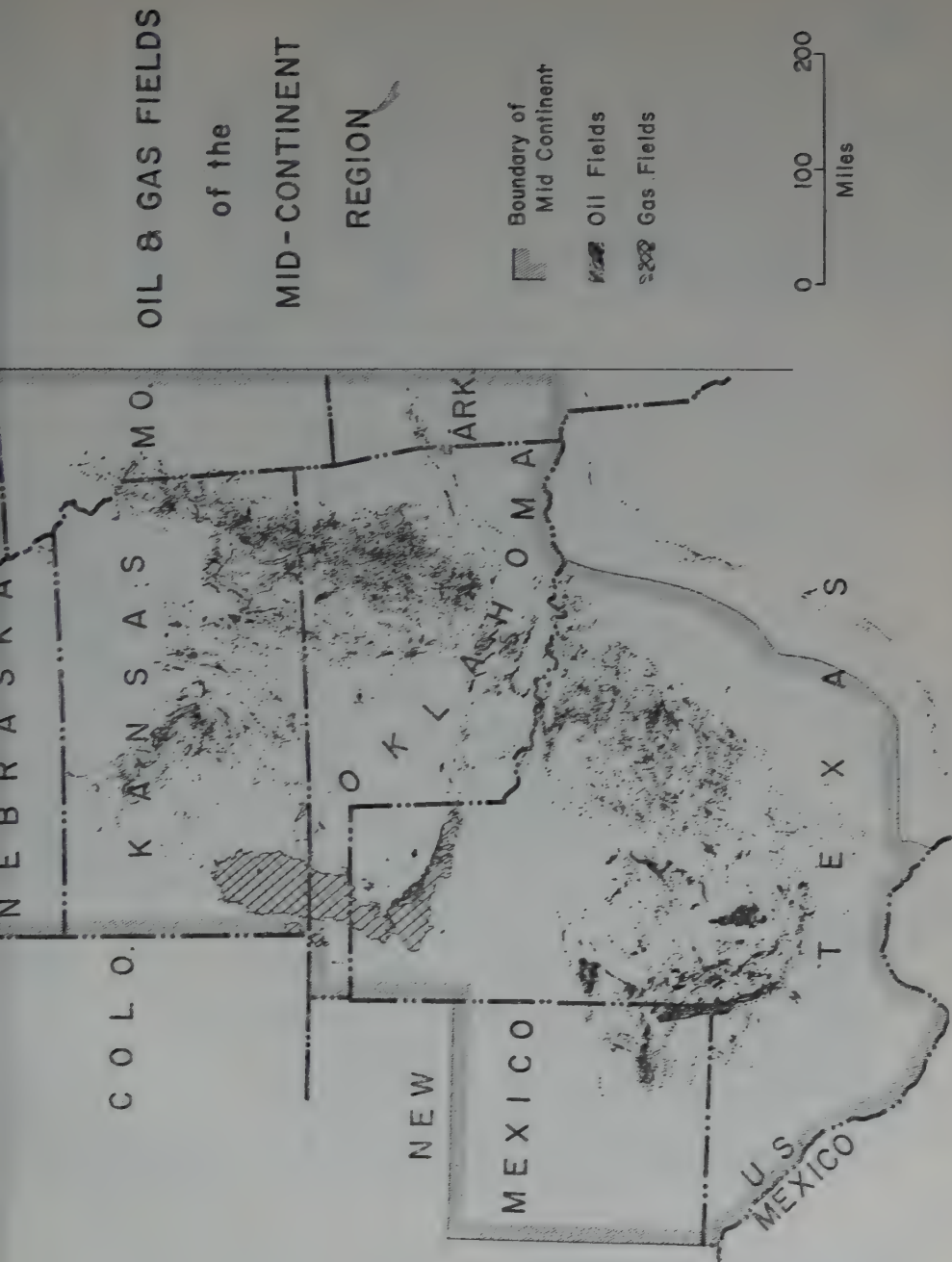


Fig. 2—Map showing the oil and gas fields in the Mid Continent region.

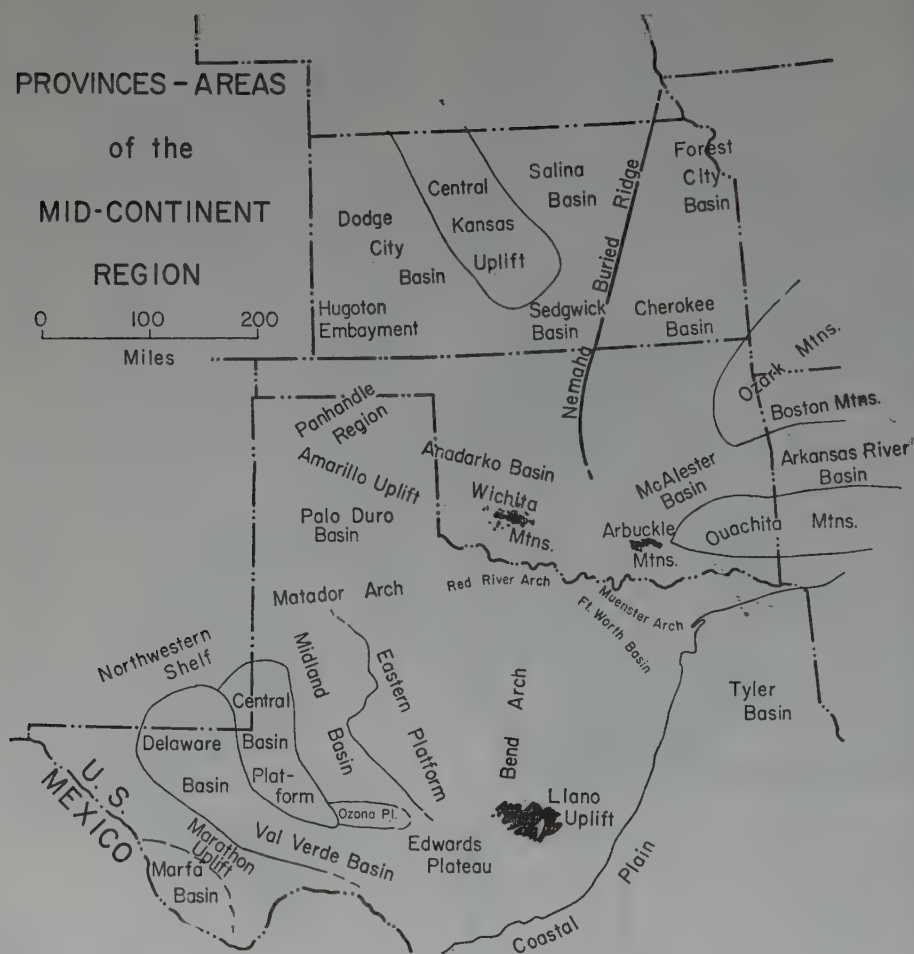


Fig. 3—Map of the Mid Continent region showing the place names of provinces and areas.

of the

MID-CONTINENT

REGION

Contoured on top of

Arbuckle - Ellenburger (Ordovician)

Contour Interval = 1,000 feet

H = High

L = Low

↖ = Thrust fault

0 100 200  
Miles

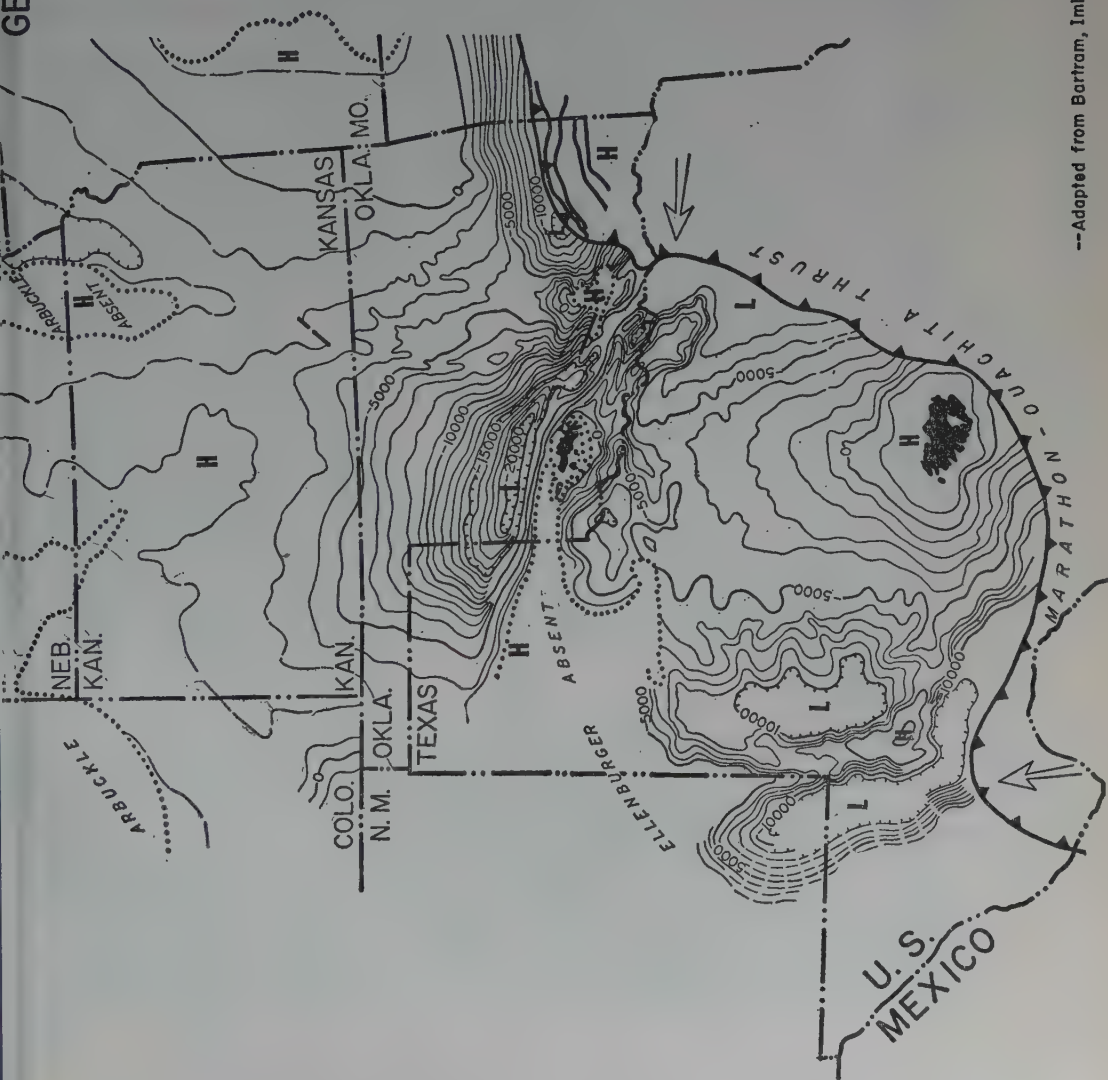


Fig. 4.—Map showing the generalized structure of the Arbuckle-Ellenburger formation, Cambro-Ordovician of the Mid Continent region,

Ordovician, Silurian, Mississippian, Pennsylvanian, and Permian formations of the Paleozoic; a relatively thin development of the Triassic, Jurassic and Cretaceous of the Mesozoic; and a thin mantle of Tertiary and Quaternary deposits.

Numerous unconformities characterize the geologic column. Of these, the most widespread and important to petroleum exploration are those below the Cretaceous, below the Pennsylvanian, and below the Mississippian. Each of these permits the overlying rocks to rest unconformable on the truncated edges of the older rocks and each marks a hiatus during which folding occurred.

The Permian rocks are characterized by red shales, salt and anhydrite deposits with a salt thickness of 4,000 feet or more in western Texas. The Pennsylvanian generally consists of shales, limestones and sandstones with important limestone reef deposits in Texas. The older Paleozoic rocks are chiefly limestones and dolomites with thin shales and some sandstones. The older sandstones, all of which are productive, are the "Misener" sand at the base of the Mississippian, the Simpson sands including the productive "Wilcox" sand of the Ordovician, and the basal Cambrian sands that are productive in Texas and Kansas.

Thicknesses of the Paleozoic vary widely, the thickest sections being in the Ouachita Mountain region of Arkansas and Oklahoma, the Anadarko Basin of western Oklahoma, and the southern part of the Midland basin in western Texas. Thicknesses in these basin regions range up to 20-25,000 feet. The thin areas, where many formations were eroded during various times, or where they were not deposited, are the Wichita Mountains of Oklahoma, the Nemaha and Panhandle buried mountains of Kansas and Texas, the Llano—Bend Arch region of Texas and the Ozark region of northeastern Oklahoma.

### *Structure*

The regional structure of the Mid Continent is characterized at the surface by a regional west dip of most of the pre-Cretaceous formations, and a regional east to southeast dip to the Cretaceous and younger formations. These regional dips are interrupted by local mountainous folds, such as Wichita, Arbuckle and Ouachita Mountains in southern Oklahoma; the Llano uplift in central Texas; the mountainous folding in the trans-Pecos region of Texas, and by the buried folds and arches of the Central Kansas Uplift and the Nemaha Ridge in



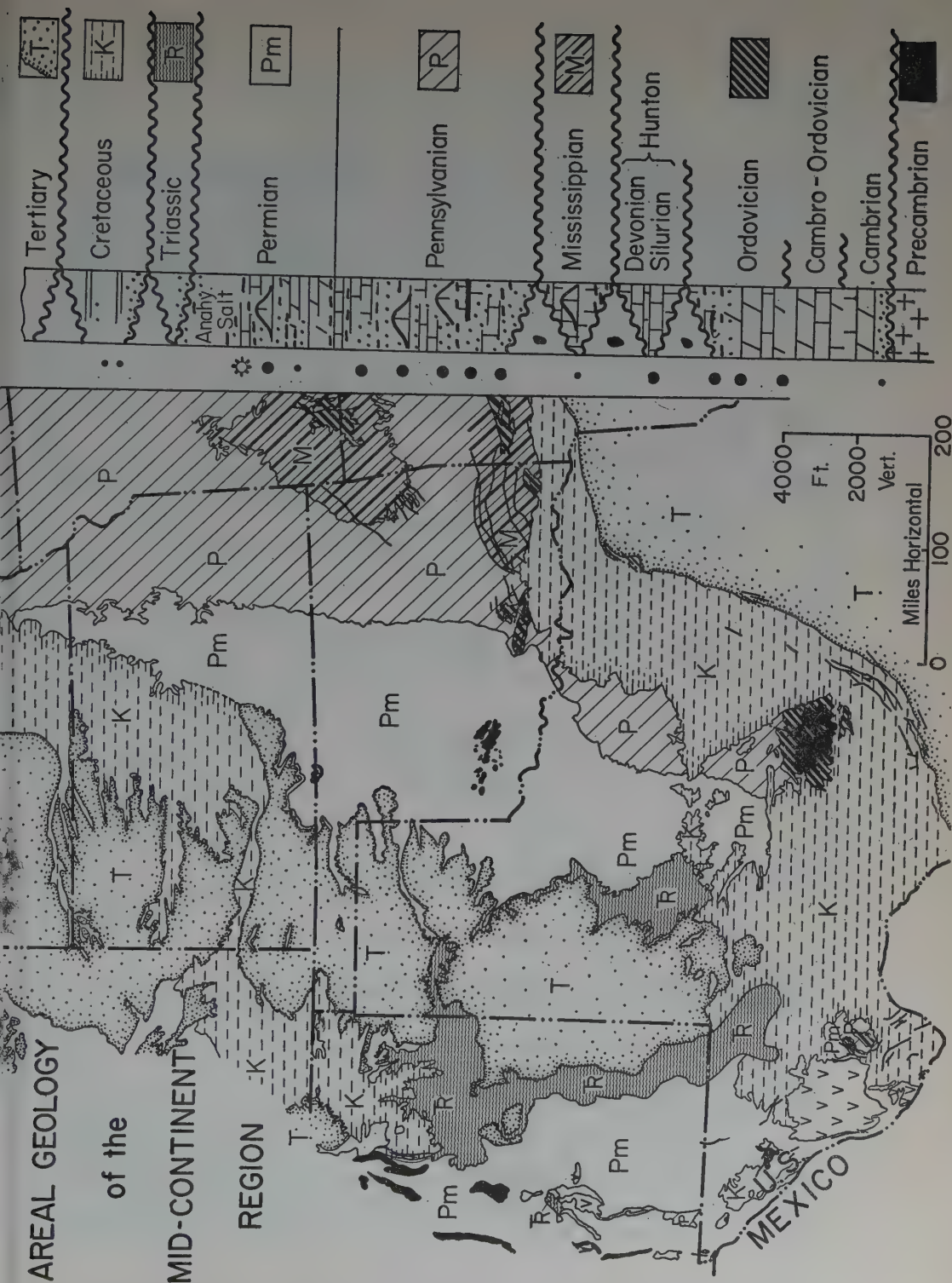


Fig. 5—Map showing the generalized areal geology of the Mid Continent region.



Kansas; the Bend Arch, Central Basin Platform, Matador Arch, and Amarillo Uplift of Texas.

The deeper structure becomes more complex and the region has been folded and faulted intermittently throughout its geologic history. The regional structure of the Ellenburger—Arbuckle formation of Ordovician age is shown in Figure 4, and structure sections through the region are shown in Figures 6 and 7.

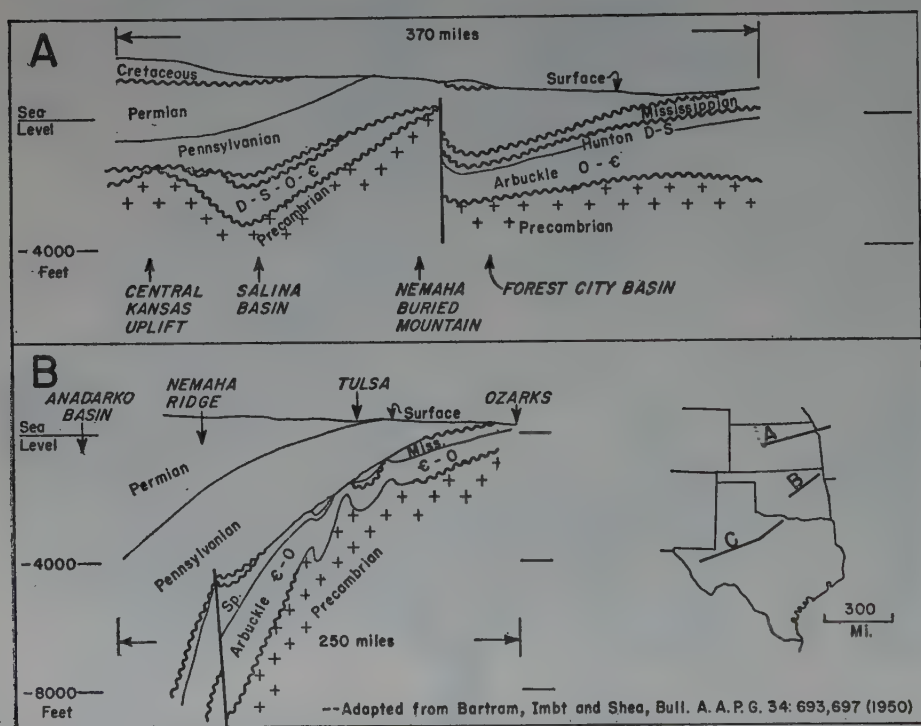


Fig. 6—Structure sections across (A) Kansas and (B) Oklahoma.

### Oil and Gas Fields

Several thousand oil and gas pools are located within the Mid Continent region. (See Figure 2). The traps vary from wholly structural, as due to folding, faulting, or both, to wholly stratigraphic, as reefs, and patches or lenses of porous and permeable rocks enclosed

in impermeable rocks. And in addition, all kinds of combination traps, consisting of both structural and stratigraphic elements are found. About the only type of traps not found are diapiric folds and salt plugs, although Permian salt occurs in Kansas and up to 4,000 feet thick in Western Texas.

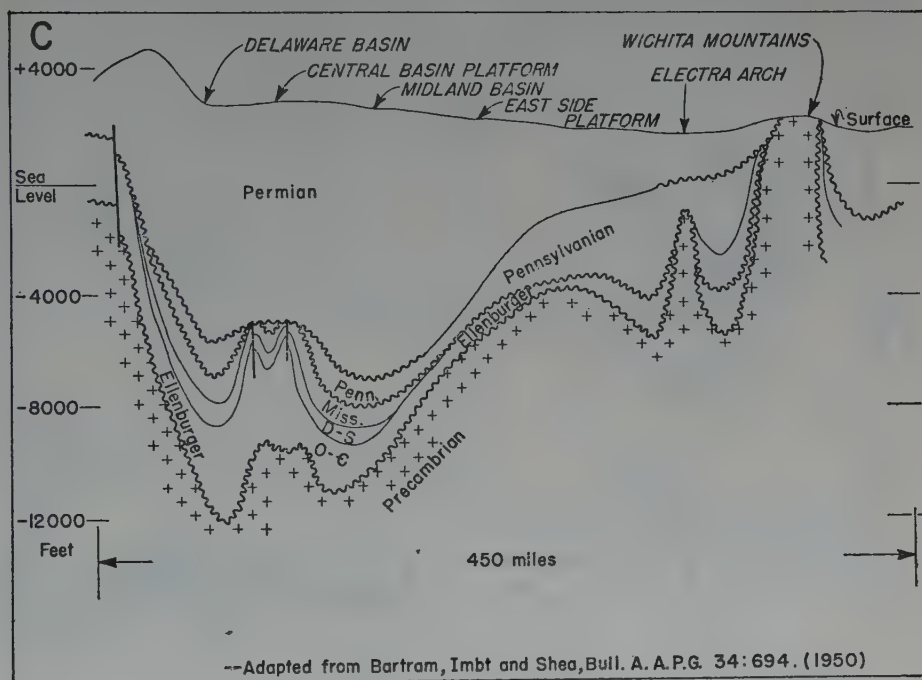


Fig. 7—Structure section across (C) Texas.

Most of the oil is above 30° A.P.I. gravity, and pressures, saturations, reservoir temperatures and gas-oil ratios, vary widely between pools. Reservoir rocks are sandstones, limestones, dolomites and arkoses. Depths range from a few hundreds of feet to 12-14,000 feet and the average of all drilling depths is around 4,500 feet. Water flooding is common in the shallower reservoirs and has added much new oil during recent years.

There are a number of noteworthy fields in the region and a few are briefly described.

The Hugoton gas field in southwestern Kansas and extending across the Oklahoma Panhandle to connect with the Texas Panhandle-Amarillo field is one of the important gas reserves of the United States. The trap consists of an up-dip loss of porosity due to a shaling out of Permian limestones, possibly in part assisted by hydro-dynamic conditions. The reservoir has an area of over 450 square miles and contains a reserve of over 15 trillion cubic feet of dry gas.

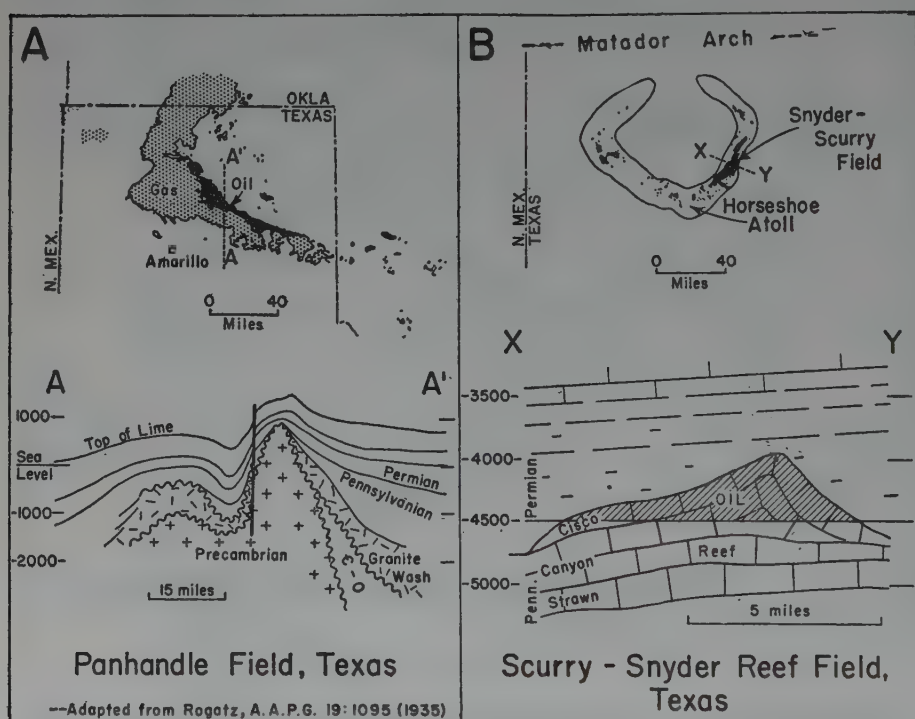


Fig. 8—Maps and sections of (A) the Panhandle field, Texas and (B) the Scurry-Snyder Reef field, Texas.

The Amarillo-Texas Panhandle field (shown in Fig. 8A) is located along the buried extension of the Wichita Mountains of Oklahoma. Production of oil and gas occurs along the north flank of the mountains where it is trapped by the southward lapping out and truncation of Permian and Pennsylvanian limestones, dolomites and arkoses. The

arkoses comprise the well known "Granite Wash" reservoir rock and rest on the eroded granite core of the mountains and extend down both the south and the north flanks. The Panhandle fields have produced a total of nearly one-half billion barrels of oil and there are about one-quarter billion barrels of oil and 20 trillion feet of gas remaining in the recoverable reserve.

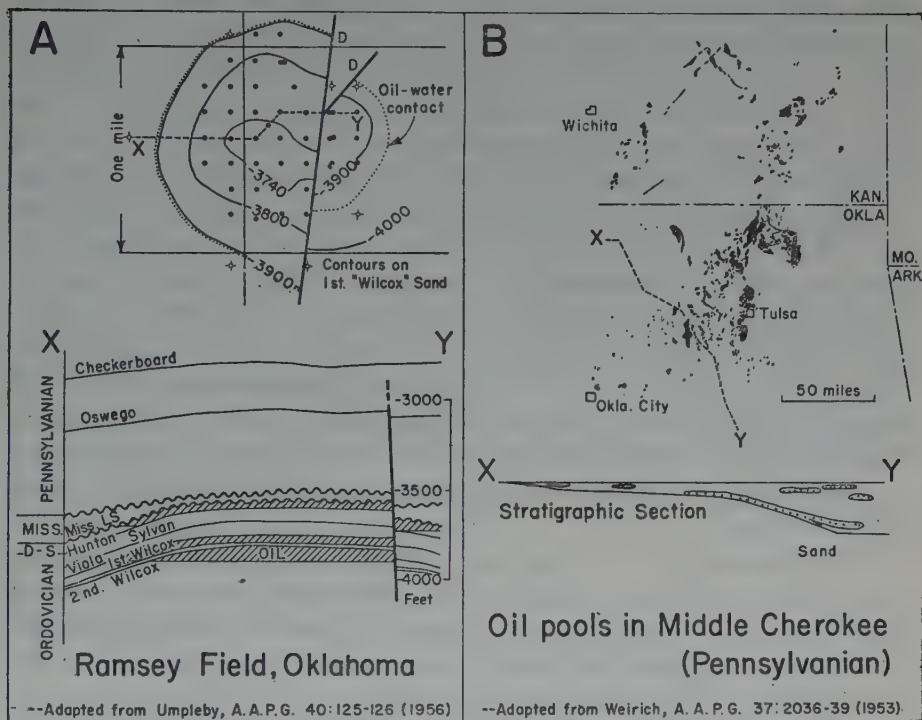


Fig. 9—Maps and sections of (A) the Ramsey field, Oklahoma and (B) the Middle Cherokee fields, Oklahoma and Kansas.

A group of pools located in west-central Texas are trapped in limestone reefs. One such group of reefs has been called the Horse-shoe Atoll because of its shape in plan. A section through the Scurry pool, a productive part of the atoll, is shown in Figure 8B. The atoll has a number of separate highs, some of which are productive and others merely water bearing. The reef extends vertically through sev-

eral Pennsylvanian formations and into the Permian. Other reef pools appear to be trapped in isolated reefs encased in shales. Farther west productive reefs occur enclosed in impermeable limestone of Permian age.

A large number of oil pools in western Texas, southeastern New Mexico, northern Texas, Oklahoma and Kansas are trapped in the older pre-Mississippian Paleozoic rocks. The reservoir rocks consist of Ordovician sandstones, the "Wilcox" and Simpson sands of Oklahoma and Kansas, and the dolomites and limestones of Devonian, Silurian, and Ordovician ages. The traps usually are structural and consist of folds and faults, combined occasionally with some stratigraphic variation. The structural development of many of the traps was begun during pre-Mississippian time as shown by the truncation and overlap of the Mississippian onto the older folds. Nearly all of the traps, however, were folded in part at least during pre-Pennsylvanian time. This has led to the phenomenon of "bald-headed" folds where the pre-Pennsylvanian erosion bared the core of the fold and brought older rocks up to the level of the pre-Pennsylvanian unconformity surface. Fig. 9A is an example that shows many of the characteristics of this type of trap. Repeated increases in structural closure with depth are characteristic of these pools. The increases in closure generally are associated with unconformities suggesting a repeated intermittent growth to the folding.

A large number of oil pools are trapped in sand bars, sand patches, sand lenses, and other irregular sand occurrences enclosed in shales. The Cherokee sands of Pennsylvanian age of southeastern Kansas and northeastern Oklahoma are good examples and are shown in Fig. 9B. Other similar Pennsylvanian sand patches trap many pools through large areas in north Texas along the Bend Arch and the Red River Uplift. The shoestring sand bars of Kansas, the Burbank spit in Oklahoma, and the distributory sands of the Booch formation are some of the geologically interesting trap types.

The Spraberry field in western Texas is noteworthy because of its huge areal extent, being some 40 miles long and 20 miles wide, and also because the reservoir rock is a fractured shale and silt of Permian age. Porosity is generally less than 10 per cent and most of the effective permeability is in fractures. The permeability of the rock is



generally below one millidarcy and this makes the recovery factor quite low. The trap is caused chiefly by an up-dip loss of permeability and fractures.

## SELECTED REFERENCES

- BARTRAM, JOHN G. IMBT, W. C. AND SHEA, E. F. "*Oil and Gas in Arbuckle and Ellenberger Formations, Mid-Continent Region*", Bull. American Association of Petroleum Geologists, Vol. 34, No. 4, (April, 1950), pp. 682-700.
- Fort Worth Geological Society, "*Fort Worth Basin and Muenster Arch, North-Central Texas*". Bull. American Association of Petroleum Geologists, Vol. 35, No. 2, (February, 1951), pp. 353-356.
- JONES, T. S., *et al.* "*East-West Cross Section through Southern Permian Basin of West Texas. Fisher County through El Paso County*" (With text), West Texas Geological Society, (September, 1949) 34 pages.
- KING, P. B. "*Geology of the Southern Guadalupe Mountains*", Prof. Paper, No. 215 United States Geological Survey, 1948, 138 pages.
- Tulsa Geological Society, "*Mid-Continent Region*", Bull. American Association of Petroleum Geologists, Vol. 35, No. 2, (February, 1951), pp. 316-343.
- WEIRICH, THOMAS EUGENE. "*Shelf Principle of Oil Origin, Migration, and Accumulation*", Bull. American Association of Petroleum Geologists, Vol 37, No. 8, (August, 1953), pp. 2027-2045.
- West Texas Geological Society. "*West Texas and Eastern New Mexico*", Bull. American Association of Petroleum Geologists, Vol. 35, No. 2, (February, 1951), pp. 344-352.
- WHEELER, ROBERT R. "*Anadarko Basin Oil Accumulation*". Petroleum Engineer, (November, 1952), pp. A-45 to A-57.
-



UNITED STATES OF AMERICA

(ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA)

GEOLOGICAL OCCURRENCE OF OIL AND GAS IN GULF  
COASTAL PROVINCE OF THE UNITED STATES

By GROVER E. MURRAY<sup>1</sup>

ABSTRACT

The Gulf geosyncline, forming the north coastal flank of the Gulf of Mexico basin, possesses more than 12,000 meters of predominantly arenaceous-argillaceous, Mesozoic-Cenozoic strata which have been differently deformed by structural movements of principally vertical nature. These strata overlie Precambrian-Paleozoic rocks of variable facies and structure.

Hydrocarbons have been discovered (1) in strata of every age (Jurassic-Recent) that are an integral part of the element, Gulfian and Neogene strata being the most important producers; (2) in Cambro-Ordovician to Carboniferous strata beneath the element; (3) from depths of a few to about 6,500 meters; (4) from near the province's inner margin to within a few miles of the continental slope; (5) and from mainly arenaceous, but also from argillaceous and calcareous strata, salt-dome caprock, water-laid volcanics, and altered igneous rocks.

Major accumulations are controlled by both structure and stratigraphy; they appear to be most common in areas of 30-50% sand and in areas of structural terracing updip of monoclinal flexing. Common structural types effecting accumulations are convex traps, faulted or unfaulted; closures associated with varieties of normal faulting; and structural salients of various kinds. Lithologic variations effect accumulations through updip-downdip wedgeouts and association with local and regional structures. Porosity and permeability variations control local occurrences on structure and may account for accumulations in the absence of structure.

All discovered major fields occur associated with or Gulfward (downdip) from an inner system of down-to-the-coast faults.

OUTLINE OF AREA AND DEFINITION OF PROVINCE

The coastal element or province of eastern North America is a structural and stratigraphic entity of Mesozoic and Cenozoic sedimen-

---

<sup>1</sup> Boyd Professor of Geology, Louisiana State University, Baton Rouge, Louisiana, U. S. A.

tary rocks superimposed upon Paleozoic and Precambrian rocks. (See figures 1 and 5). The overall, regional form and shape of the element is controlled by Paleozoic and Precambrian structures and alignments. Local anomalies in the province appear to be principally a result of gravitational forces or density differences acting vertically within the confines of the element.

The Mesozoic and Cenozoic sediments attain a maximum thickness in the order of 40,000 feet (approximately 12,100 meters) and constitute a great coastal geosyncline extending, in general, from the Gulfian outcrop to the edge of the continental slope, from the Grand Banks south of Newfoundland to Guatemala. The geosyncline is lens-shaped in cross-section and approximately equal parts exist (1) submerged beneath the waters of the Atlantic Ocean and Gulf of Mexico and (2) emerged adjacent to their shores.

As commercial production of hydrocarbons has been developed from the coastal element only in Texas, Arkansas, Louisiana, Mississippi, Alabama, and Florida, this paper concerns only those portions of the province. (See figures 1-15).

In addition to sedimentary rocks of Mesozoic and Cenozoic age, the coastal element contains igneous rocks of Mesozoic age. They are especially common in southern Arkansas, northern Louisiana, and western Mississippi, where they are intimately associated with the Monroe and Jackson uplifts, and in central Texas where porosity developed by the alteration of basalts to serpentine has served as a reservoir for the accumulation of hydrocarbons. Alkaline, basic, lamprophyric, and ultrabasic types are known.

Structurally, the coastal element of the United States is principally a province of vertical movements. Primary compressional movements, except on a continental scale, appear non-existent. Density differences between a thick bed or thick beds of salt and superjacent detrital or carbonate strata, along with gravitational forces, account for most of the local structural anomalies which control hydrocarbon accumulations.

Sub-regional anomalies appear to result from isostatic adjustment to thick sedimentary accumulations, from the emplacement of large igneous or salt masses, or from movements associated with warping or displacement of the basement rock. These and the even larger, regional anomalies, which seem related to basement warpings along Pa-

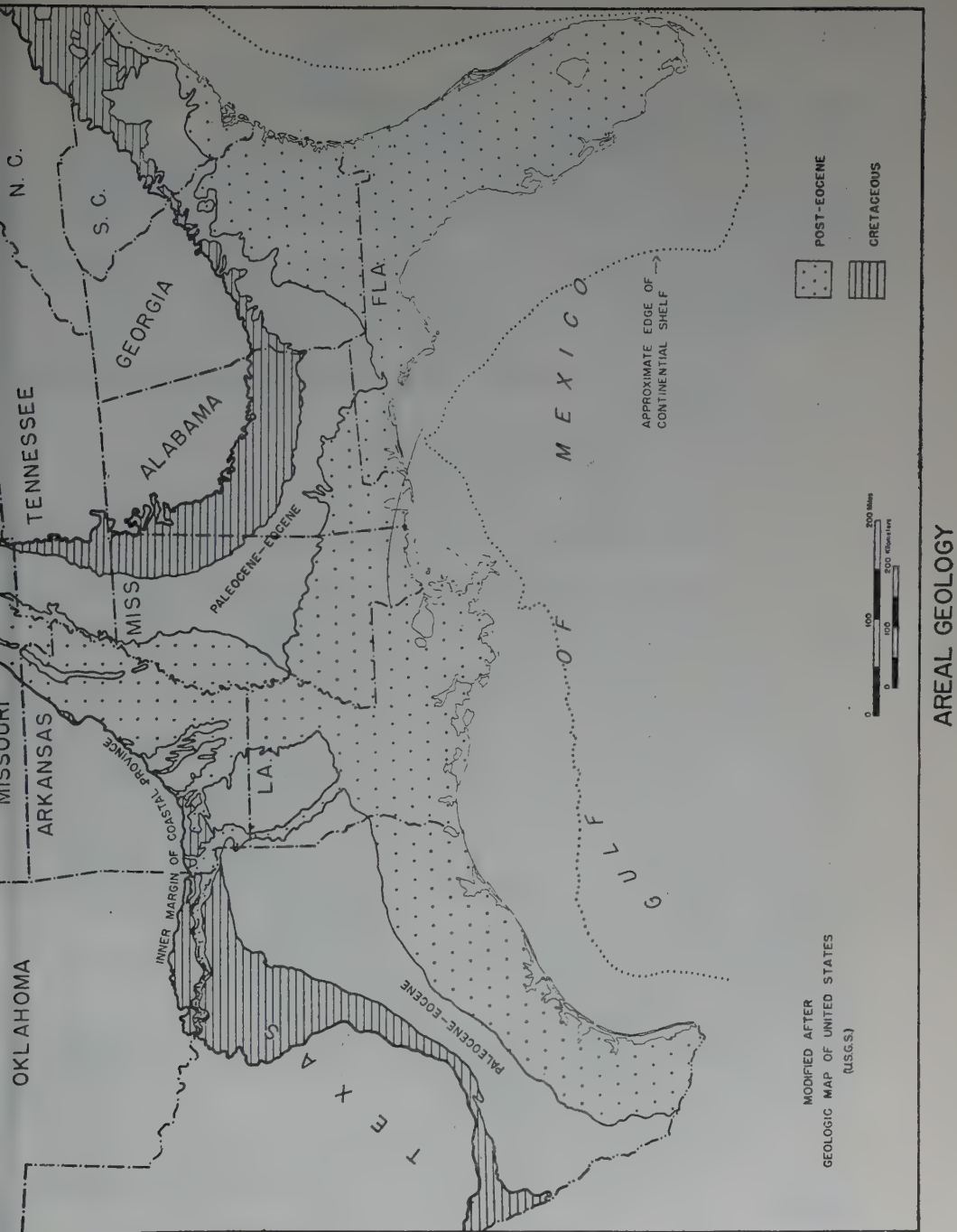


Figure 1.



leozoic alignments, constitute incipient, growing "welts and furrows" in the developing geosynclinal province.

Deposits of the northern Gulf coastal element possess an overall homoclinal dip toward the Gulf of Mexico and thus constitute a great sedimentary and structural arc from Florida to Mexico. (See figures 1-4, 6-10).

Appreciable alterations of the regional dip result from large positive and negative anomalies. (See figures 1-4, 6-10).

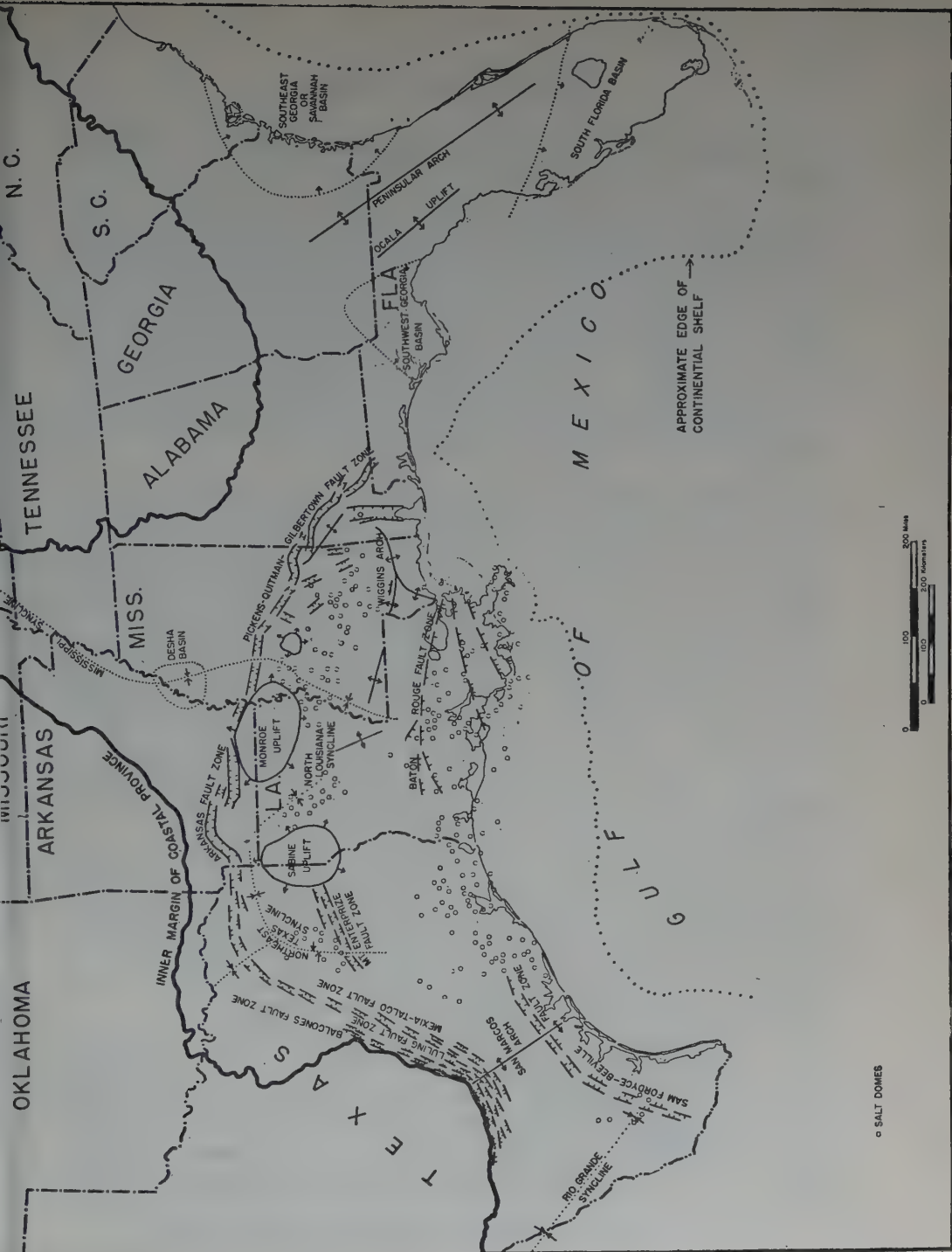
So-called salt basins exist in (See figure 2):

1. A belt across western Alabama, central Mississippi, and east central Louisiana
2. The North Louisiana Syncline
3. The Northeast Texas Syncline
4. The Rio Grande Syncline
5. A belt across lower coastal Louisiana and southeast Texas.

The axes of the larger anomalies are aligned primarily northwest-southeast and northeast-southwest. Secondary north-south and east-west orientations also exist. The Northeast Texas and Rio Grande synclines are situated adjacent to pronounced arcs (salients) in the Ouachita fold belt and appear to have been positioned by these Paleozoic structures and the crustal weaknesses created by their development and continued negativeness. The Peninsular-Ocala Arch of Florida occurs along a northwest-southeast axis of folding with the southernmost of the great recesses in the Appalachian fold belt, and like the Cape Fear Arch to the north, appears to be associated with continued stability and positiveness of a zone of greater crustal strength which has existed at least since the late Paleozoic.

Major zones of gravity faulting, or of pronounced downflexing, apparently associated with the downwarping of the margins of the continent in the initial developmental stages of the coastal province, exist in the inner portions of the element. These zones, situated generally back of and more or less accordant with the trends of the Ouachita fold belt, are (See figure 2):

1. *Balcones System* of Texas, consisting principally of down-to-the-coast faults, with complementary faults occasionally forming graben.



MAJOR STRUCTURAL FEATURES

Figure 2.

2. *Luling System* of Texas, containing mainly up-to-the-coast faults.

3. *Mexia-Talco System* of Texas, *Arkansas System* of Arkansas, and *Pickens-Quitman-Gilbertown System* of Mississippi, Alabama, and northern Florida, in which a prominent and essentially continuous graben zone is developed by pronounced down-to-the-coast faults and their complementary up-to-the coast faults. This zone of faulting is believed to extend across the western Panhandle of Florida and the adjacent continental shelf of the northeastern Gulf of Mexico to connection with the northwest-southeast fault or flexure zone on the northeast flank of the South Florida Basin.

Prominent, essentially strike zones of gravity faulting or down-flexing occur on the updip (landward) sides of major depocenters and depoaxes,<sup>2</sup> downwarping the older strata relatively steeply. Fault zones of this type (See figure 2) are the *Sam Fordyce-Vanderbilt System* of Texas, the *Mt. Enterprise System* of East Texas, and the *Baton Rouge System* of southern Louisiana. Examples of flexure zones are the Carrizo-Wilcox flexure of coastal and East Texas and western and southeastern Louisiana, the Miocene flexures of south Louisiana, and the Coahuilan-Comanchean-Jurassic flexures of Texas, Louisiana, Arkansas, Mississippi, and Alabama.

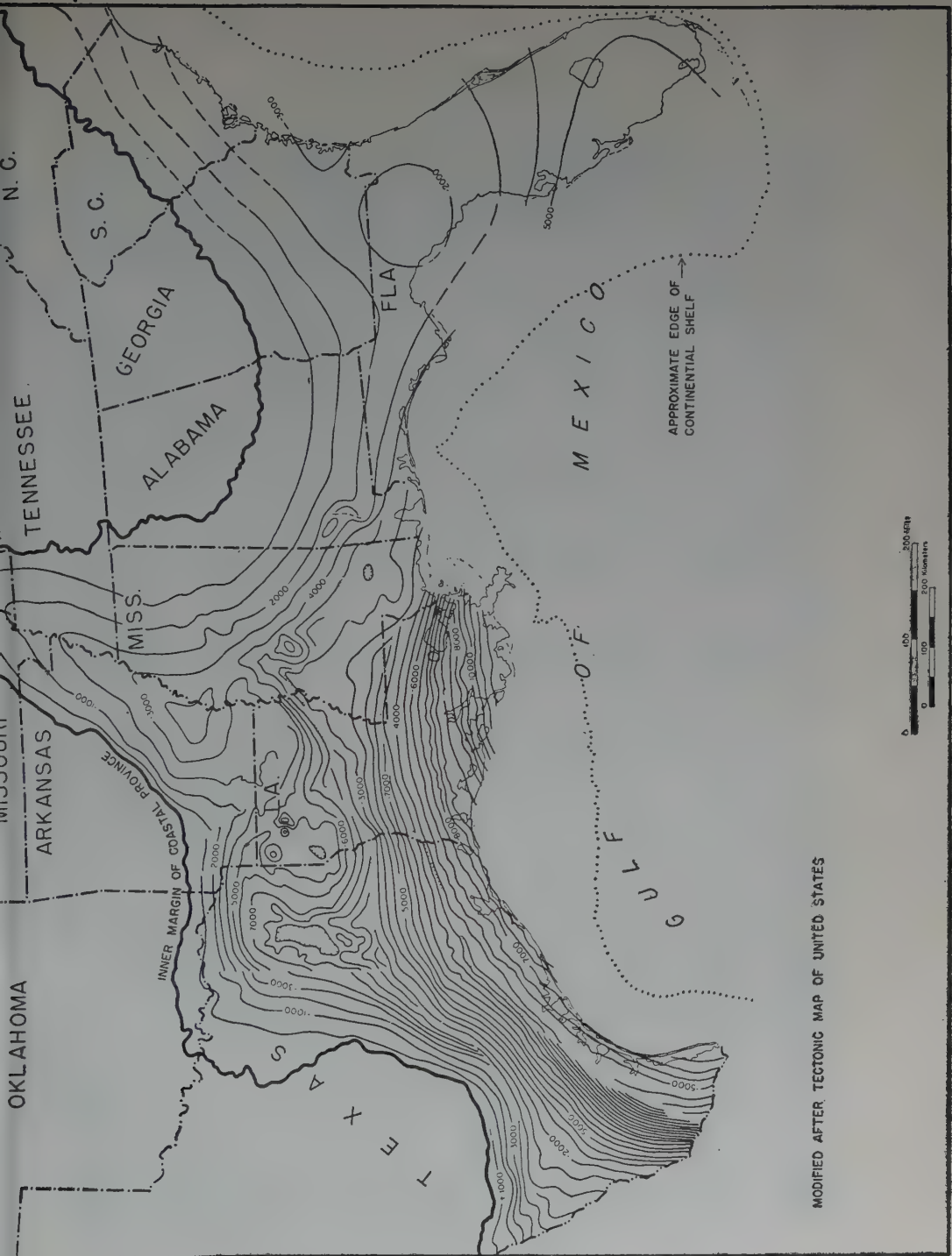
Major fracture zones, aligned northwest and northeast, have been mapped by various workers; they are considered to be related to major earth fractures in the basement rocks.

Piercement salt domes, derived from a thick bed or beds of salt, are present in the *salt basins* of the Rio Grande Syncline, coastal Texas and Louisiana, the Northeast Texas and North Louisiana Synclines, and eastern Louisiana-central Mississippi-western Alabama. (See figure 2) Clusters of the domes appear to be associated with thick salt and thicker than normal sedimentary accumulations.

Beneath the Mesozoic and Cenozoic materials of the coastal element, scattered wells have encountered Paleozoic and Precambrian rocks. Data from these wells reveal that the surface of the pre-Coastal rocks, like the overlying Mesozoic and Cenozoic deposits, slopes generally Gulf-ward in a fashion similar to, but at greater rate than, the rocks comprising the coastal province. (See figures 3, 4) The

---

<sup>2</sup> Center or axis of deposition during any depositional epoch, large or small.



GENERALIZED STRUCTURAL MAP

Figure 3.



available data permits extension of the Ouachita fold belt from the outcrop in Arkansas and Oklahoma (1) south and west beneath the inner margin of the coastal sediments in Texas to the vicinity of the Marathon Uplift and (2) south and east beneath the Mesozoic and Cenozoic rocks of Arkansas, northern Louisiana, and Mississippi, to within approximately 50 miles of the subsurface extension of the Appalachian folds into southwestern Alabama.

From western Mississippi to the Marathon Uplift in west Texas, the basement rocks exhibit increasing metamorphism Gulfward and many of the metamorphic rocks previously thought to be Precambrian are now considered to be altered Paleozoic sedimentary materials. The principal metamorphic facies identified in this orogenic belt are meta-quartzites, meta-argillites, phyllites, and slates of the chlorite and biotite zones. They are comparable in mineralogy and degree of metamorphism to rocks in the metamorphosed areas of the exposed Ouachita Mountains of Oklahoma and Arkansas (Goldstein and Reno, 1952).

No wells have been drilled deeply enough in southern Mississippi and Alabama to disclose if metamorphic rocks exist there Gulfward of the Ouachita belt.

In southeastern Alabama, southern Georgia, and northern Florida, basement rocks of pre-Mesozoic age consist of early Paleozoic strata (late Cambrian or early Ordovician to Silurian), rhyolitic lavas and pyroclastic materials of possible Precambrian age, and granitic, dioritic, and metamorphic rocks probably of both Precambrian and Paleozoic age (See Applin, 1951).

Northwest of the Appalachian orogenic belt and northeast of the Ouachita folds, in northwestern Alabama, northern Mississippi, and central Arkansas, less deformed, primarily calcareous-argillaceous Paleozoic sedimentary rocks exist in the Warrior and Arkansas Basins. They are partially covered by the strata of the coastal element through which wells have been drilled to obtain commercial production from Cambro-Ordovician carbonates and Carboniferous carbonates and sands.

North and northwest of the Ouachita fold belt, in Oklahoma and Texas, variably deformed Paleozoic rocks of widely different facies exist. They have yielded commercial production of Cambro-Ordovician



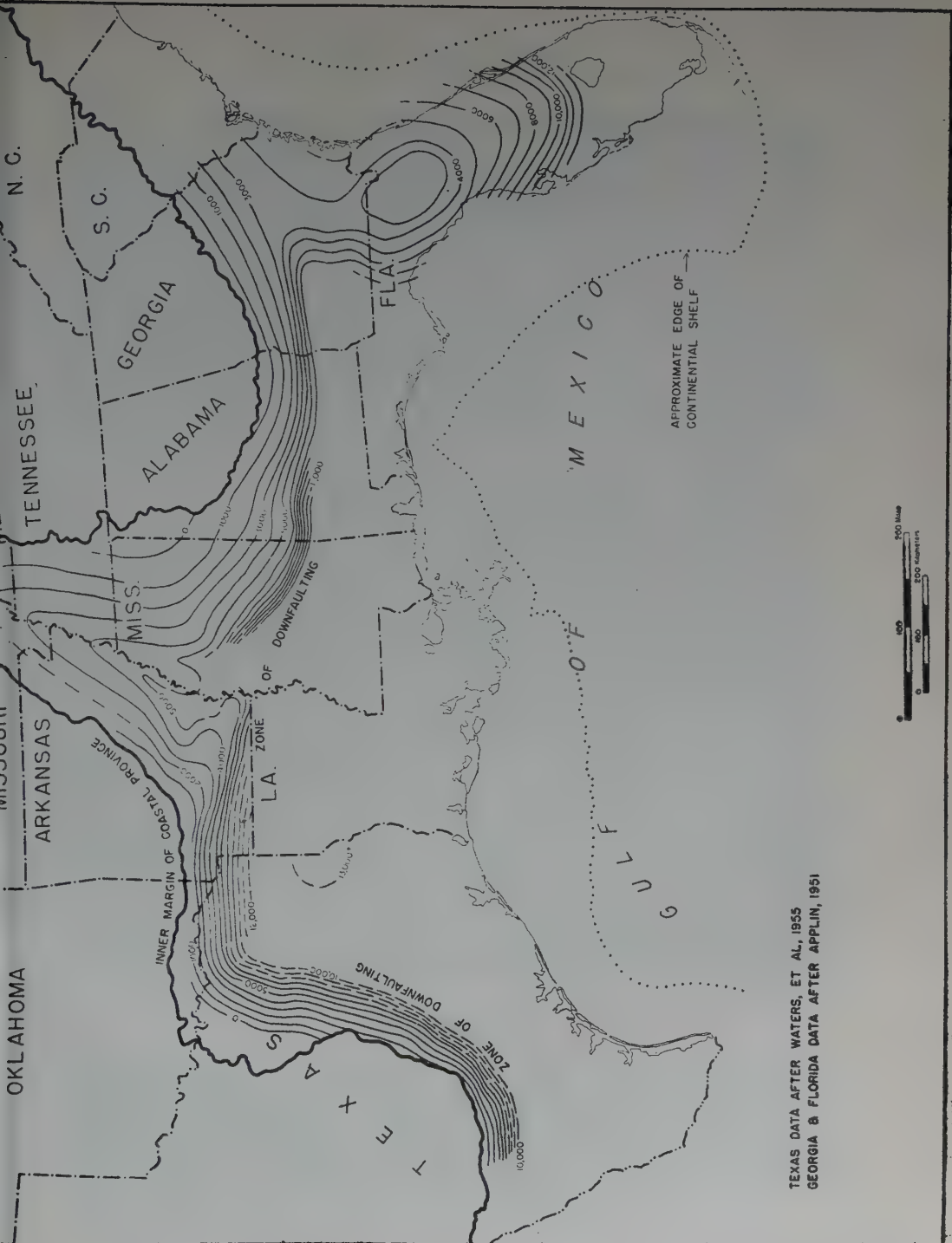


Figure 4.

to Carboniferous age from both beneath and outside the coastal element in these states.

#### STRATIGRAPHY

##### *Jurassic or pre-Jurassic*

The earliest sediments which may be a part of the coastal element are imperfectly known because they are entirely subsurface in this area and only a very few wells have encountered them. They underlie definite Upper Jurassic strata but their relationships to each other and to older rocks are not well known. They may be divided on the basis of known information into (See also figure 5):

Louann salt

Werner anhydrite and clastic sequence

Morehouse-Eagle Mills clastics

The Norphlet formation, immediately overlying the Louann salt, possesses such relationships to the Smackover formation, which contains definite Upper Jurassic fossils, that the Norphlet is considered also of definite Upper Jurassic age. Diversity of opinion exists as to the age of the pre-Norphlet sediments, some geologists considering them Jurassic while others believe that they are Permian. They may well be Triassic or may span the Permian to Upper Jurassic interval.

The pre-Norphlet deposits are known only from well data in north-east Texas, south Arkansas, north Louisiana, and possibly western Alabama, where, basically, they consist of shoreward (updip) facies that grade rapidly into offshore (downdip) or basin facies. The shoreward facies are principally red, coarse clastics while the offshore facies are darker and finer clastics and carbonates. Evaporites and a thick bed of salt are typical adjuncts.

The volume of these deposits is unknown. To date they have not produced oil or gas in the coastal province.

##### *Jurassic System*

Strata of definite Upper Jurassic age, based on fairly abundant fossils from well cores and cuttings overlie the Louann salt. Principal divisions of the Upper Jurassic are shown on the geologic column (figure 5). They are not known to crop out at the surface in the coastal province.

Updip and east of the Mississippi River, variably colored, coarse clastic facies predominate. Downdip they are replaced by calcareous-argillaceous facies which are typically dark in color. Evaporites and reef facies are commonly present in northeast Texas, southern Arkansas, northern Louisiana, Mississippi, and Alabama. Practically

| GULF COASTAL PROVINCE<br>GENERALIZED GEOLOGIC COLUMN |                  |                                                         | OIL & GAS<br>PRODUCING AREAS |          |           |             |         |         |
|------------------------------------------------------|------------------|---------------------------------------------------------|------------------------------|----------|-----------|-------------|---------|---------|
| SYSTEM                                               | SERIES           | STAGE                                                   | TEXAS                        | ARKANSAS | LOUISIANA | MISSISSIPPI | ALABAMA | FLORIDA |
| QUATERNARY                                           | RECENT           |                                                         |                              |          |           |             |         |         |
|                                                      | PLEISTOCENE      |                                                         |                              |          | o         |             |         |         |
| TERTIARY                                             | PLIOCENE         |                                                         | o                            | o        |           |             |         |         |
|                                                      | MIOCENE          | GRAND GULF                                              | o                            | o        |           |             |         |         |
|                                                      | OLIGOCENE        | VICKSBURG                                               | o                            | o        |           |             |         |         |
|                                                      | EOCENE           | JACKSON                                                 | o                            | o        |           |             |         |         |
|                                                      |                  | CLAIBORNE                                               | o                            | o        | o         |             |         |         |
|                                                      |                  | SABINE                                                  |                              |          |           |             |         |         |
|                                                      | PALEOCENE        | MIDWAY                                                  | ?                            | ?        | ?         |             |         |         |
|                                                      |                  |                                                         | WILCOX GROUP                 | o        | o         | o           |         |         |
| CRETACEOUS                                           | GULFIAN          | NAVARRO                                                 | o                            | o        | o         | o           |         |         |
|                                                      |                  | TAYLOR                                                  | o                            | o        | o         | o           |         |         |
|                                                      |                  | AUSTIN                                                  | o                            | o        | o         | o           |         |         |
|                                                      |                  | EAGLEFORD                                               | o                            | o        | o         | o           |         |         |
|                                                      |                  | WOODBINE (TUSCALOOSA)                                   | o                            | o        | o         | o           |         |         |
|                                                      | COMANCHEAN       | WASHITA & POST WASHITA                                  | o                            | ?        | o         | o           |         |         |
|                                                      |                  | FREDERICKSBURG                                          | o                            | ?        | o         | o           |         |         |
|                                                      | COAHUILAN        | TRINITY                                                 | o                            | o        | o         | o           |         | o       |
|                                                      |                  | NUEVO LEON & DURANGO<br>GROUPS OF MEXICO (HOSSTON-SUGO) | o                            | o        | o         | o           |         |         |
|                                                      | JURASSIC         | LOUARK GROUP                                            | COTTON VALLEY                | o        | o         |             |         |         |
| HAYNESVILLE                                          |                  |                                                         | ?                            | o        | o         |             |         |         |
| SMACKOVER                                            |                  |                                                         | o                            | o        | o         | o           |         |         |
| NORPHLET                                             |                  |                                                         |                              |          |           |             |         |         |
| JURASSIC OR PRE-JURASSIC                             |                  | LOUANN SALT                                             |                              |          |           |             |         |         |
|                                                      | WERNER FORMATION |                                                         |                              |          |           |             |         |         |
|                                                      |                  | MOREHOUSE - EAGLE MILLS                                 |                              |          |           |             |         |         |

DATA ON OIL AND GAS PRODUCING AREAS PRINCIPALLY FROM: (1) A.I.M.E., STATISTICS OF OIL AND GAS DEVELOPMENT AND PRODUCTION; AND (2) NATIONAL OIL SCOUTS AND LANDMAN'S ASSOC., YEARBOOKS OF OIL AND GAS DEVELOPMENT IN U.S.

G E MURRAY January, 1956

DATA ON OIL AND GAS PRODUCING AREAS PRINCIPALLY FROM: (1) A.I.M.E., STATISTICS OF OIL AND GAS DEVELOPMENT AND PRODUCTION; AND (2) NATIONAL OIL SCOUTS AND LANDMAN'S ASSOC., YEARBOOKS OF OIL AND GAS DEVELOPMENT IN U.S.

G.E. MURRAY January, 1956

Figure 5.

nothing is known about the nature and distribution of these strata in the central and southern portions of the province in Texas, but they are thought to be of generally similar character to those in Arkansas and Louisiana and adjacent areas. The general thickness and facies distribution of these rocks are shown in figure 6.

The Upper Jurassic strata have a known sedimentary volume in excess of 150,000 cubic miles (Applin, 1952; Murray, 1952; and Colle, *et al*, 1952). Maximum known thicknesses exist in northeast Texas, north Louisiana, Mississippi and Alabama. Commercial production has been developed from them in Texas, Arkansas, Louisiana, and Mississippi (See figures 5, 11, 14-15). Three major fields<sup>3</sup> in the area produce principally from the Upper Jurassic (See figure 15).

### *Cretaceous System*

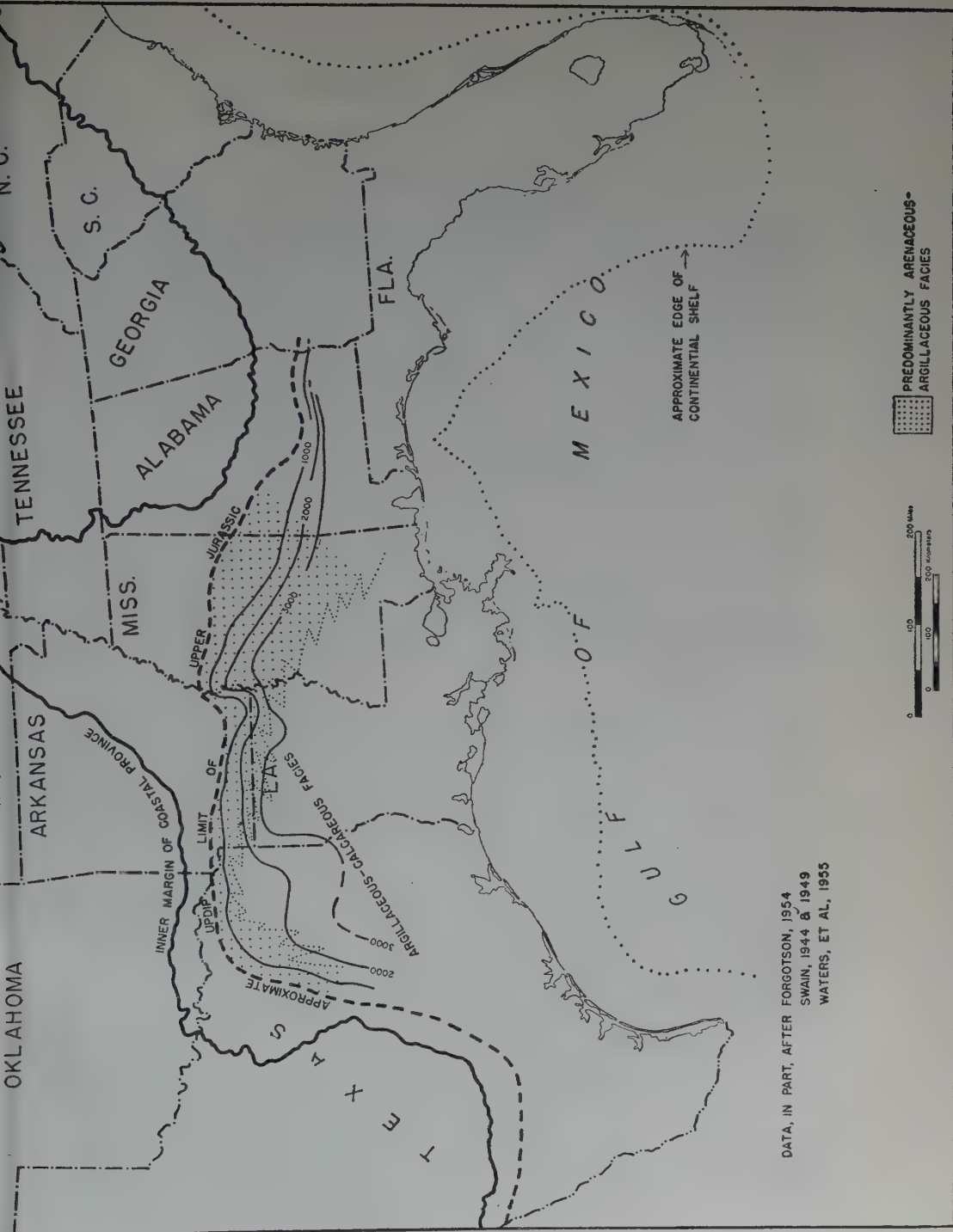
#### Coahuilan and Comanchean Series

Strata of the Coahuilan and Comanchean Series (Lower Cretaceous) are chiefly red clastic facies in updip areas of northeastern Texas, southern Arkansas, northern Louisiana, Mississippi, Alabama, and the northern panhandle of Florida. Such facies are more common east of the Mississippi River. Downdip and west of a general line from the common corner of Arkansas-Louisiana-Texas to the northwestern tip of the Panhandle of Florida and southeast across the northern Florida peninsula, dark, argillaceous-calcareous facies predominate. A basal clastic sequence (Hosston) is known in drilled areas from Alabama and northern Florida to the Rio Grande. A prominent anhydrite (Ferry Lake) of Trinity age is present from northwestern Florida to the central part of the province in Texas, and possibly southeastward to southern peninsular Florida. Reef and bank limestones are known in northeastern Texas, northwestern Louisiana, and southwestern Arkansas. The generalized thickness and facies distribution of these strata are shown in figure 7.

The Coahuilan and Comanchean have a known sedimentary volume of more than 180,000 cubic miles (Applin, 1952; Murray, 1952; and Colle *et al*, 1952). Maximum known thicknesses accumulated in a belt across northeast Texas, north Louisiana, and central Mississippi. Commercial production has been developed from them in Texas, Arkansas, Louisiana, Mississippi, and Alabama (See figures 5, 12, 14-15). Six of the major fields in the coastal element produce from Coahuilan-Comanchean strata. They account for approximately 1/20 of the oil discovered to date.

---

<sup>3</sup> The designation *major field* is in general usage in literature in the United States for fields with discovered oil of 100,000,000 barrels or more.



UPPER JURASSIC (COTTON VALLEY)-GENERALIZED THICKNESS AND FACIES



### Gulf Series

The Gulf Series (Upper Cretaceous) is used here for rocks younger than post-Washita (Dantzler and South Tyler Formations of published literature) and older than the basal Paleocene (See figure 5).

Older Gulfian deposits (Tuscaloosa-Woodbine-Eagleford) are principally fine to coarse clastics except in southern Texas and in peninsular Florida, where, respectively, argillaceous-calcareous and calcareous facies predominate. The clastic deposits are characteristically red at the surface, but downdip, gray to black marine, calcareous and argillaceous sediments are well developed.

Younger Gulfian sediments (commonly referred to the Austin, Taylor, and Navarro) vary from coarse clastics to chalk and limestone. In Alabama and Georgia, much of this sequence is clastic. Downdip, and westward, marls, chalks, and limestones comprise the bulk of the sequence although clastic facies are common in parts of the Rio Grande Syncline. The various sedimentary units exhibit typical variation from coarse clastics updip to calcareous or carbonate facies downdip.

Late Taylor (?) and Navarro reefs are present atop the Jackson Uplift to Mississippi and the Monroe Uplift of western Mississippi, northeastern Louisiana, and southeastern Arkansas. Water laid volcanic materials constitute appreciable portions of the Gulfian sequence in northern Louisiana, southern Louisiana, southern Arkansas, and western Mississippi and parts of Texas. Intrusive and extrusive igneous materials are notable in parts of the same states, but especially in Texas where basaltic materials have been altered to serpentine and porosity developed in the process has served as a reservoir for the entrapment of hydrocarbons. The general thickness and facies distribution of the Series is shown in figure 8. Gulfian deposition was concentrated in eastern Mississippi in the East Mississippi Syncline area, in northeastern Texas in the Northeast Syncline, and in southern Texas in the Rio Grande Syncline. Known sedimentary volumes of the Series total somewhat more than 140,000 cubic miles (Applin, 1952; Murray, 1952; Colle, *et al*, 1952). Commercial production from these strata has been developed in Texas, Arkansas, Louisiana, Mississippi, and Alabama. Principal reservoirs of sixteen of the major oil fields in



the coastal province of the United States are Gulfian in age. They account for approximately one-third of the total discovered oil in the region (See figures 5, 12, 14-15).

### *Cenozoic System*

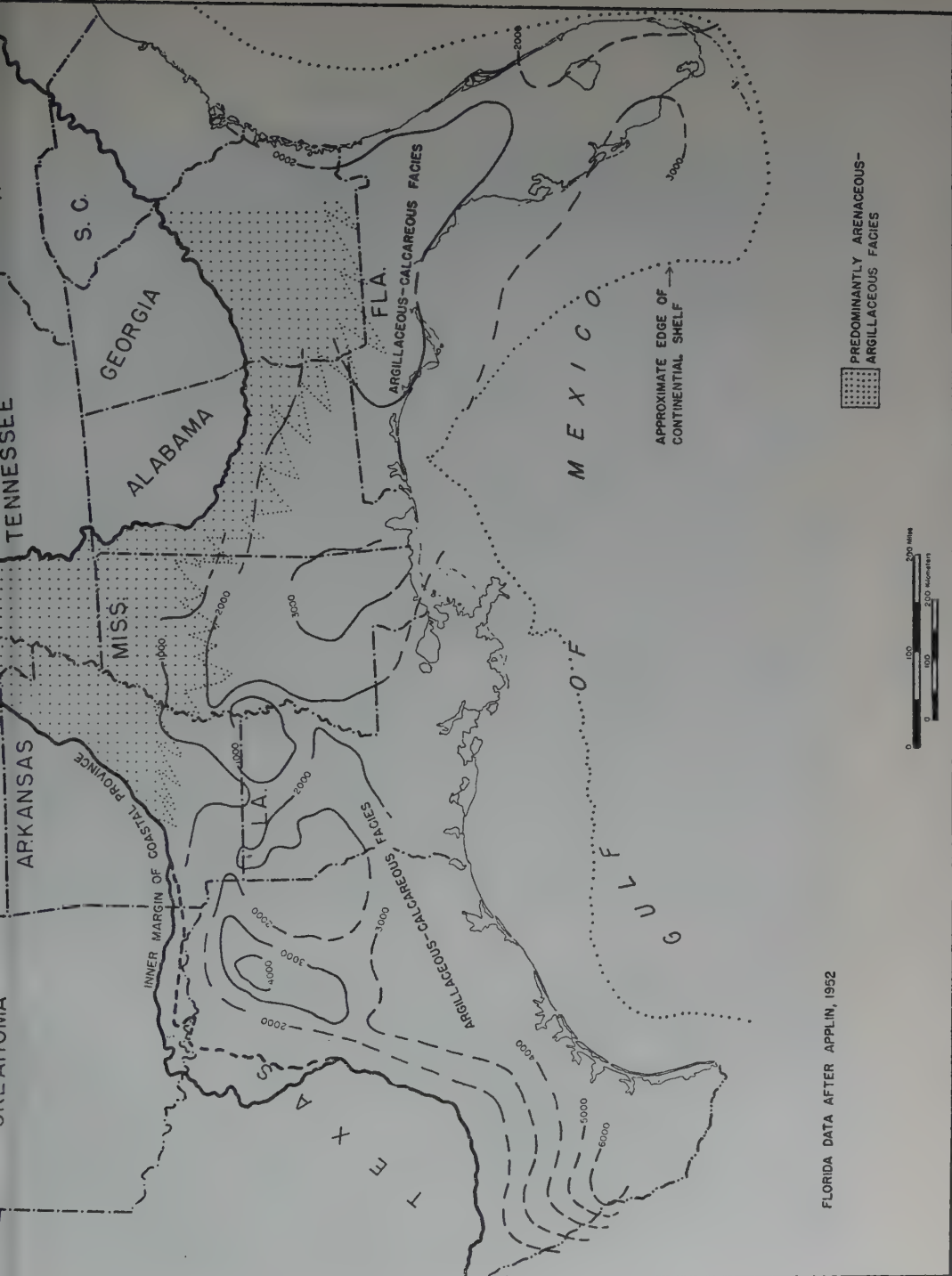
Deltaic sedimentation predominated in the province during the Cenozoic. Thicknesses exceeding 25,000 feet (approximately 7600 meters) accumulated in coastal Louisiana and Texas during this Period (See figures 9, 10). Fluvatile, marginal, and deltaic sediments which grade gulfward into dark marine facies, principally clays, carbonates, and fine sands, formed during nearly every epoch of deposition. The predominantly clastic nature of these deposits reflects continuing orogeny in the Cordillera of western North America.

### *Tertiary Series*

Tertiary deposits are grouped in two major divisions, *Paleogene* (Older Tertiary) and *Neogene* (Younger Tertiary), to emphasize the concentration of deltaic sedimentation in the coastal element in both the early and late Tertiary and to coordinate structural and stratigraphic evidence in the central and eastern Gulf regions of the United States which indicate that the major break in the Tertiary occurred at the close of Vicksburgian (Oligocene) Age.

*Paleogene.* Midwayan-Sabinian deposits (See figure 5) consist of an extensive, arenaceous to argillaceous, basal chalk or marl; a widespread, dark, marine prodeltaic shale; and thick variable deltaic sands and shales with interbedded marine and brackish water materials (Wilcox Group). Carbonaceous materials are a characteristic adjunct. Local reef or bank facies exist in southern Mississippi, southern Alabama, and northwestern Florida. Calcareous marine sands, which pinchout updip, are present in the Midwayan in southern Mississippi and adjacent portions of Louisiana and Alabama. Calcareous-argillaceous facies predominate in peninsular Florida.

Claibornian strata (See figures 5, 10) characteristically include three cyclic depositional units consisting of glauconitic, fossiliferous, carbonaceous to calcareous shales in the middle; and lignitic, fluvatile to deltaic sands and shales at the top. Updip facies are a complex of nearshore-deltaic, marginal-marine, and fluvatile sands, silts, and clays or shales. They are replaced downdip by thick, dark, calcareous-



FLORIDA DATA AFTER APPLIN, 1952

Figure 8.



argillaceous materials. Biostromal reef or bank deposits exist in southeastern Mississippi and southwestern Alabama. Volcanic materials, predominantly bentonitic, occur in small amounts in the central portion of the area; they increase notably in amount westward.

The thickness and facies distribution of Claibornian rocks, which are considered representative of the thicknesses and facies distributions of the various Tertiary sequences, are shown in figure 10.

Jacksonian-Vicksburgian deposits (See figure 5) are chiefly marine in the eastern and central portions of this region; they contain conspicuous marginal-marine to fluviatile facies and tuffaceous and bentonitic materials in western Louisiana and Texas.

In peninsular Florida and in the eastern Gulf region as far west as the Alabama-Mississippi line, calcareous deposits predominate. They are replaced in Mississippi and Louisiana by principally argillaceous facies, and in Texas by chiefly arenaceous-volcanic sediments. The arenaceous facies in Texas are replaced downdip by argillaceous-calcareous materials with interbedded marine sands. Biostromal reef or bank limestones occur atop the Wiggins Arch-Hancock Ridge in southeastern Mississippi.

The Paleogene deposits total more than 240,000 cubic miles in volume. The greatest thickness accumulated in a belt from central Mississippi across Louisiana and Texas to the Rio Grande. Principal production from these strata is from Wilcox sands (Sabinian) and from Cockfield-Yegua-Sparta-Carrizo sands (Claibornian). (See figures 5, 13-15) Although a very large number of small fields have been developed in Paleogene deposits, only two of the 66 major fields in this region produce principally from strata of this age (See figures 5, 14-15).

*Neogene.* Miocene and post-Miocene sediments of the Gulf province of the United States comprise one of the great deltaic accumulations in the world. Exceeding 20,000 feet (approximately 6000 meters) in thickness, they are principally arenaceous-argillaceous, being fluviatile to deltaic marine updip and grading downdip (off-shore) into thick marine shales and marls with interbedded marine sands. The entire sequence is characterized by great and rapid thickening Gulfward of individual units and by equally rapid lithologic changes. The total thickness of these deposits was not penetrated by the world's deepest well in southern Louisiana, approximately 35





miles southeast of New Orleans, which bottomed at 22,470 feet in sediments considered Miocene in age. Extensive marine invasions occurred in the lower Miocene, depositing sediments of the Anahuac formation, which from place to place contains well-developed reef and bank facies.

Neogene deposits, with maximum thicknesses in coastal Louisiana and Texas, exceed 100,000 cubic miles in known sedimentary volume. Thirtynine of the 66 discovered major oil fields, containing about 1/4 of the total discovered oil in the area, produce principally from strata of Miocene age (See figures 5, 13-15).

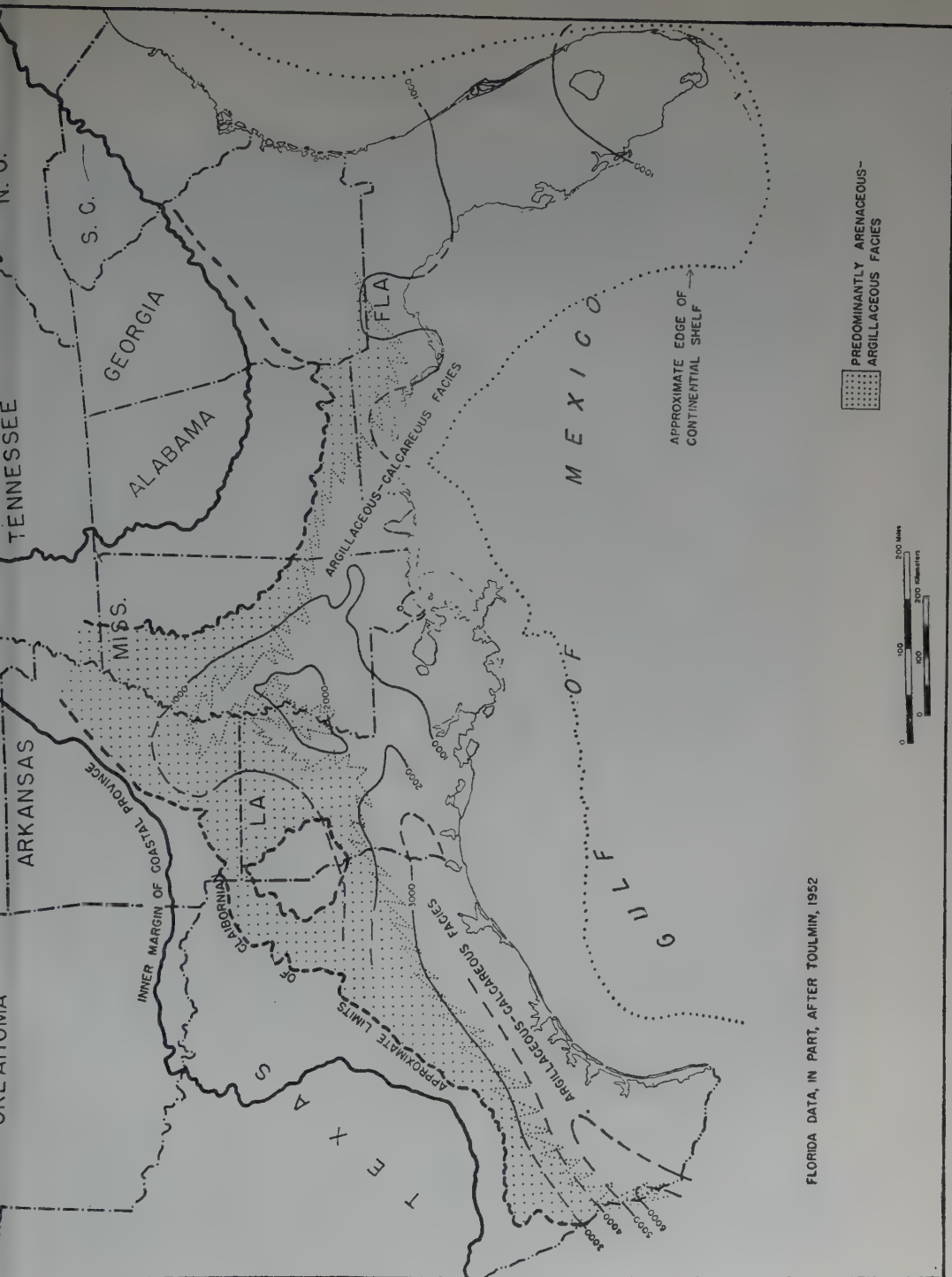
### Quaternary

Pleistocene and Recent sediments consist of widespread fluviatile, marginal, deltaic, and marine sediments. Fluviatile facies compose (1) alluvial terrace deposits flanking streams and their valleys and (2) alluvium filling the valleys. Marginal and deltaic materials occur as (1) belts of deposits underlying the broad step-like alluvial surfaces more or less parallel to the modern coast and (2) in modern coastal marshes and deltaic plains. They merge upstream with various fluviatile deposits of the same age and are replaced offshore by marine facies. The fluviatile and marginal deposits are typically alternating arenaceous-argillaceous sequences, and often contain prominent quantities of gravel in updip areas.

Known sedimentary volumes of the Quaternary total about 10,000 cubic miles. Maximum known thicknesses may be as great as 5000 feet (approximately 1500 meters) beneath the continental shelf. To date, minor quantities of hydrocarbons have been obtained from deposits of Quaternary age, although some oil is produced in the Louisiana offshore area from the Pleistocene and some gas in the same area is questionably considered as coming from Recent sediments.

### GEOLOGIC OCCURRENCE OF OIL AND GAS

Oil and gas have been discovered in the Gulf Coastal Province of the United States (1) from strata of every age that constitute an integral part of the element (definite Upper Jurassic to Recent); (2) from Paleozoic rocks of Cambro-Ordovician to Carboniferous age beneath the province; (3) from depths of less than 50 feet (15 meters) to . . .



FLORIDA DATA, IN PART, AFTER TOULMIN, 1952

CLAI BORNIA N (EOCENE)—GENERALIZED THICKNESS AND FACIES

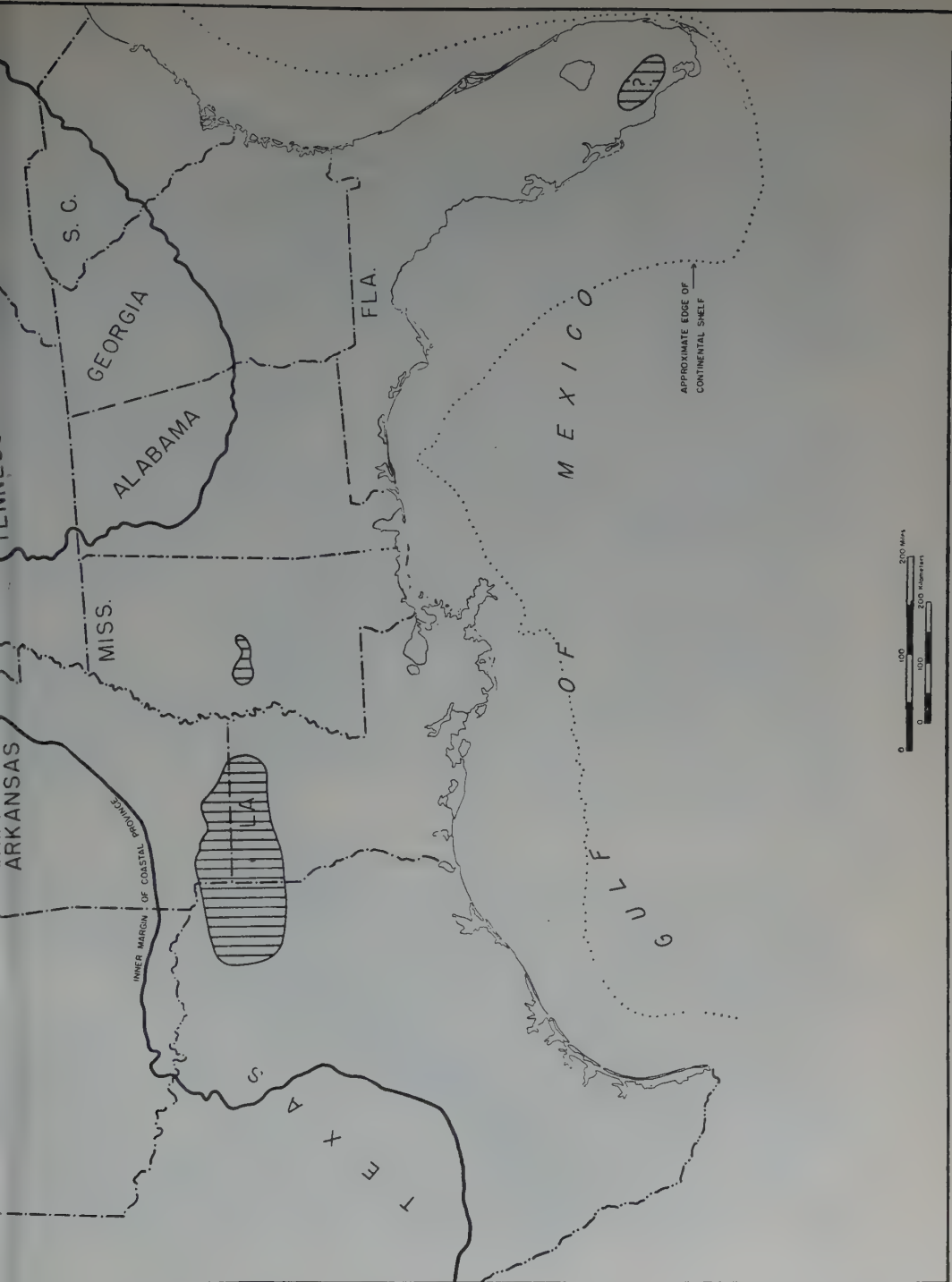
21,443 feet (approximately 6500 meters); and from near the inner margins of the element to within a few miles of the edge of the continental shelf. All of the large major fields produce from arenaceous reservoirs, but some of the smaller major fields and many minor ones yield oil or gas, or both, from carbonate or cap-rock reservoirs. A tabulated summary of the occurrence of hydrocarbons in the province is presented in Table I.

Typical hydrocarbon traps in this area are formed by a combination of two or more geological factors, involving regional and local structure, stratigraphy, porosity, and permeability. Major accumulations are most common in the area of 30-50% arenaceous material and in areas of structural terracing updip from monoclinal flexing. Although the small fields of the province greatly exceed the large ones in number, most of the discovered reserves exist in a relatively few fields. The 66 major fields, each with discovered oil of ... 100,000,000 barrels or more, account for about 17,000,000,000 barrels of oil, or more than two-thirds of the total of approximately 23,000,000,000 barrels of discovered oil. The 10 largest fields in the area contain in excess of 8,000,000,000 barrels or approximately one-third of the total discovered oil (See figures 14-15).

The occurrence and distribution of discovered natural gas, although different in minor details, are the same in major aspects as those discussed for oil.

Common structural types effecting accumulation are (1) convex traps of various forms and shapes, faulted or unfaulted; (2) normal faults, commonly downthrown or upthrown to the coast, with traps developed in either block, commonly oriented accordant with the strike although all orientations and directions of displacement exist; and (3) structural salients of various kinds. Igneous rocks and salt domes control other accumulations. Most, if not all, of the structural anomalies reveal increase in magnitude with depth. The typical types of producing anomalies are widely distributed throughout the area, geographically and stratigraphically (See figures 5, 13-26).

Porosity and permeability variations in principally arenaceous-argillaceous reservoirs depend on (1) grain size, (2) sorting, (3) packing, (4) contamination by fine material, (5) degree of cementation, and (6) fracturing. Porosity and permeability variations in the calcareous-argillaceous rocks appear to be due to (1) crystallinity,



APPROXIMATE LIMITS OF DISCOVERED UPPER JURASSIC PRODUCTION

Figure 11.



(2) fracturing, (3) solution, (4) replacement and alteration, and (5) arrangement and nature of fragmental materials.

Regional mastery of accumulation in predominantly arenaceous-argillaceous reservoirs results from porosity variations and wedgeouts, especially in updip and downdip directions. Similar regional control of accumulation in principally calcareous-argillaceous reservoirs is exercised by porosity variations and wedgeouts related to large structural anomalies existing at the time of deposition of the calcareous-argillaceous reservoir.

Combined, regional structural and stratigraphic control of commercial accumulations is reflected by the occurrence of all major fields, and all minor fields, with only a few exceptions, either in association with, or Gulfward from the major, inner systems of down-to-the coast peripheral faults (Balcones, Mexia-Talco, Luling, Arkansas, Pickens-Quitman-Gilbertown). (See figures 2, 10-15).

Local control in both arenaceous-argillaceous and calcareous-argillaceous reservoirs results from lateral or vertical variations due to either lithologic (stratigraphic) or structural anomalies.

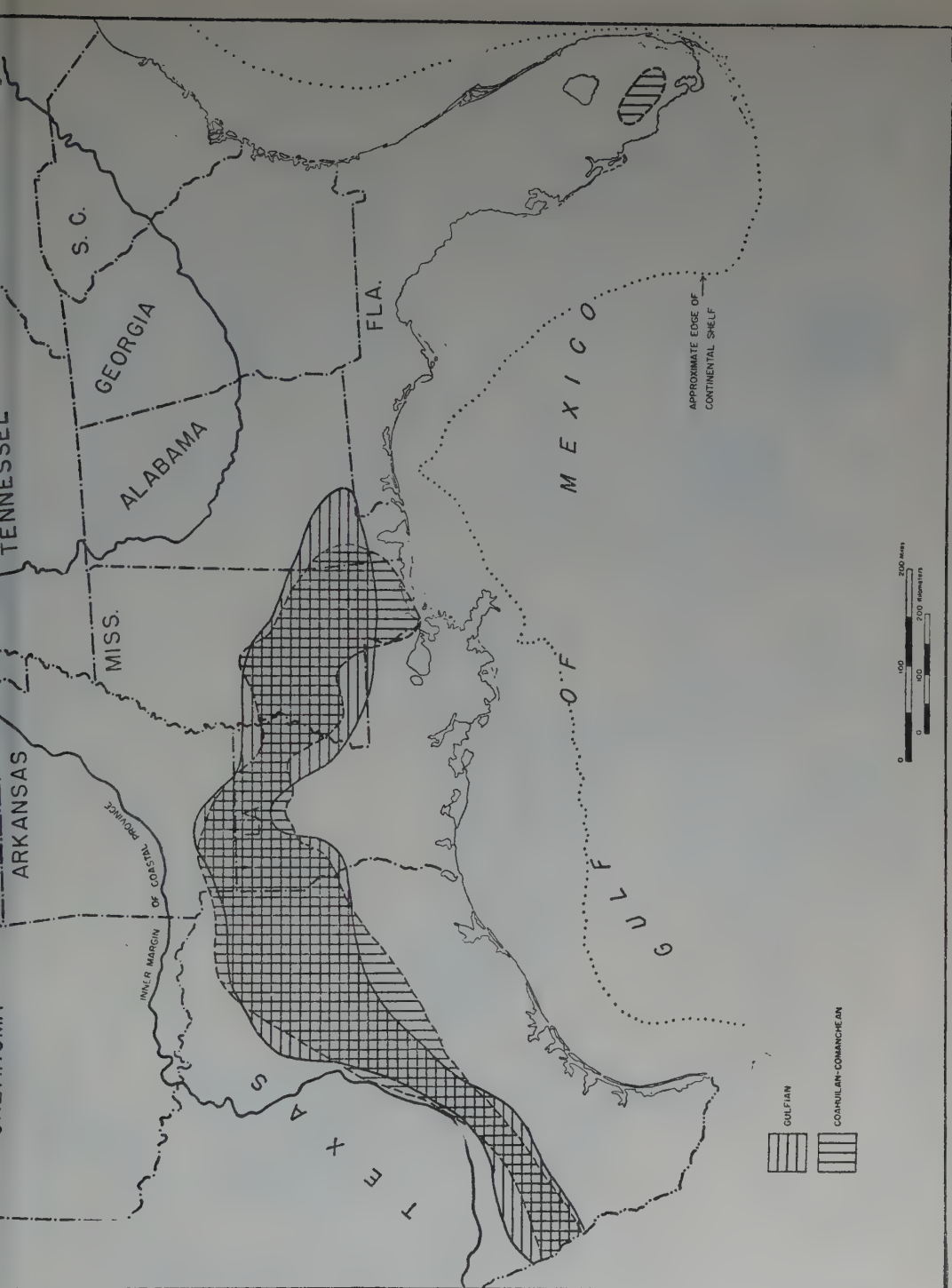
Examples of the various types of accumulations in the area are illustrated in figures 16-26 by means of structural maps and cross-sections of certain major and minor oil fields. Brief descriptions are given of some of the larger fields. Productive areas are shown on the various maps by means of stippling or by means of lines marking the limits of the productive area.

#### ACKNOWLEDGEMENTS

The writer is grateful to Mrs. Elizabeth McGee Butler, Daniel E. Hudson, and Robert M. Neely, graduate students in the Department of Geology, Louisiana State University, without whose cooperation and assistance this paper could not have been accomplished.

The American Association of Petroleum Geologists, the Gulf Coast Association of Geological Societies, the Shreveport Geological Society, the Society of Exploration Geophysicists, the Oil and Gas Journal, and the Seeligson Engineering Committee, kindly granted permission for the reproduction of material from their publications.

Messrs. John Bianchi, James K. Rogers, Kerry Briggs, Richard L. Beh, and C. E. Cole of the Arkansas Fuel Oil Corp.; John Sandidge, L. R. McFarland, A. J. Bauernschmidt, and W. R. Canada of the



APPROXIMATE LIMITS OF DISCOVERED COAHUILAN-COMANCHEAN-GULFIAN PRODUCTION

Figure 12.

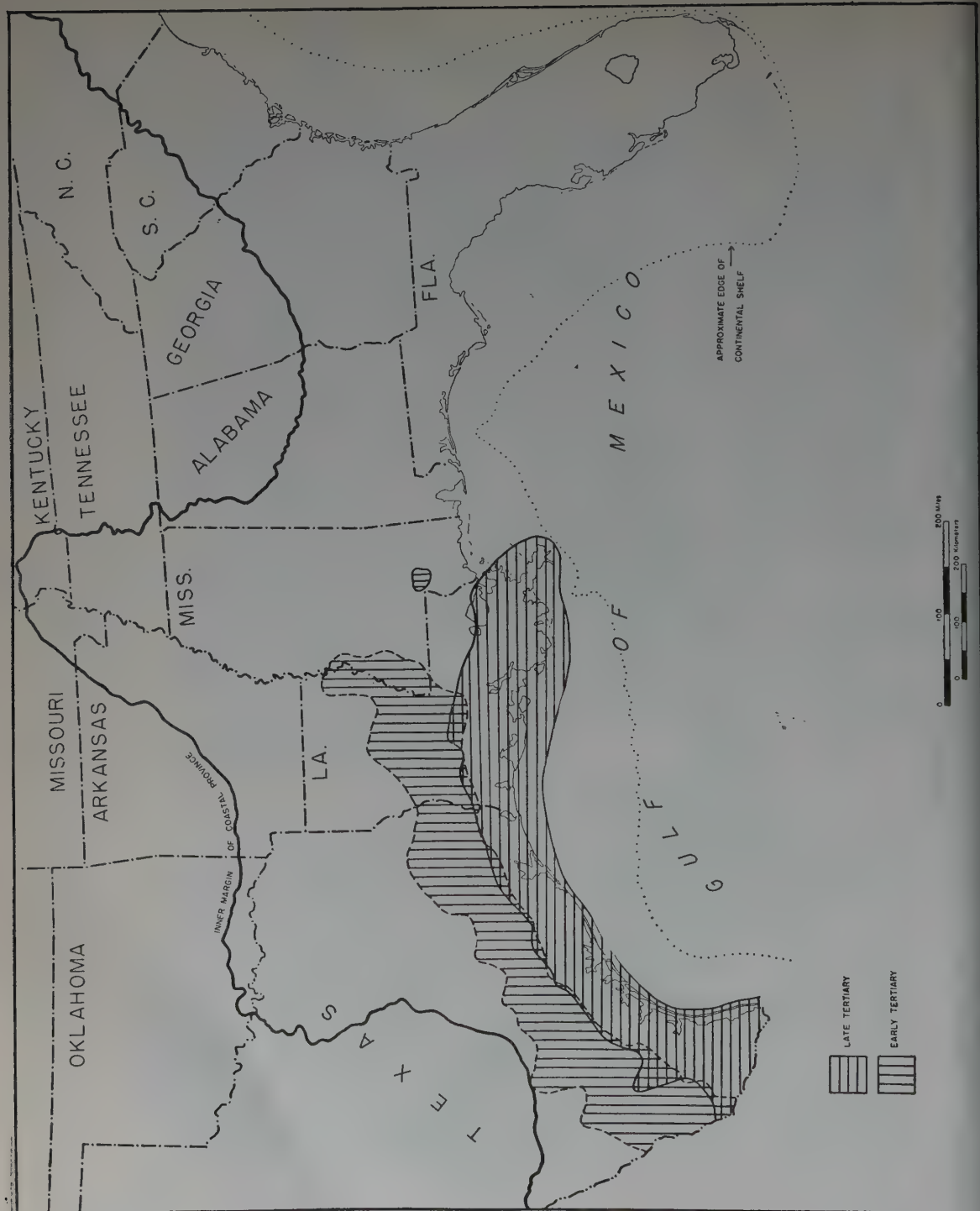


Figure 13.

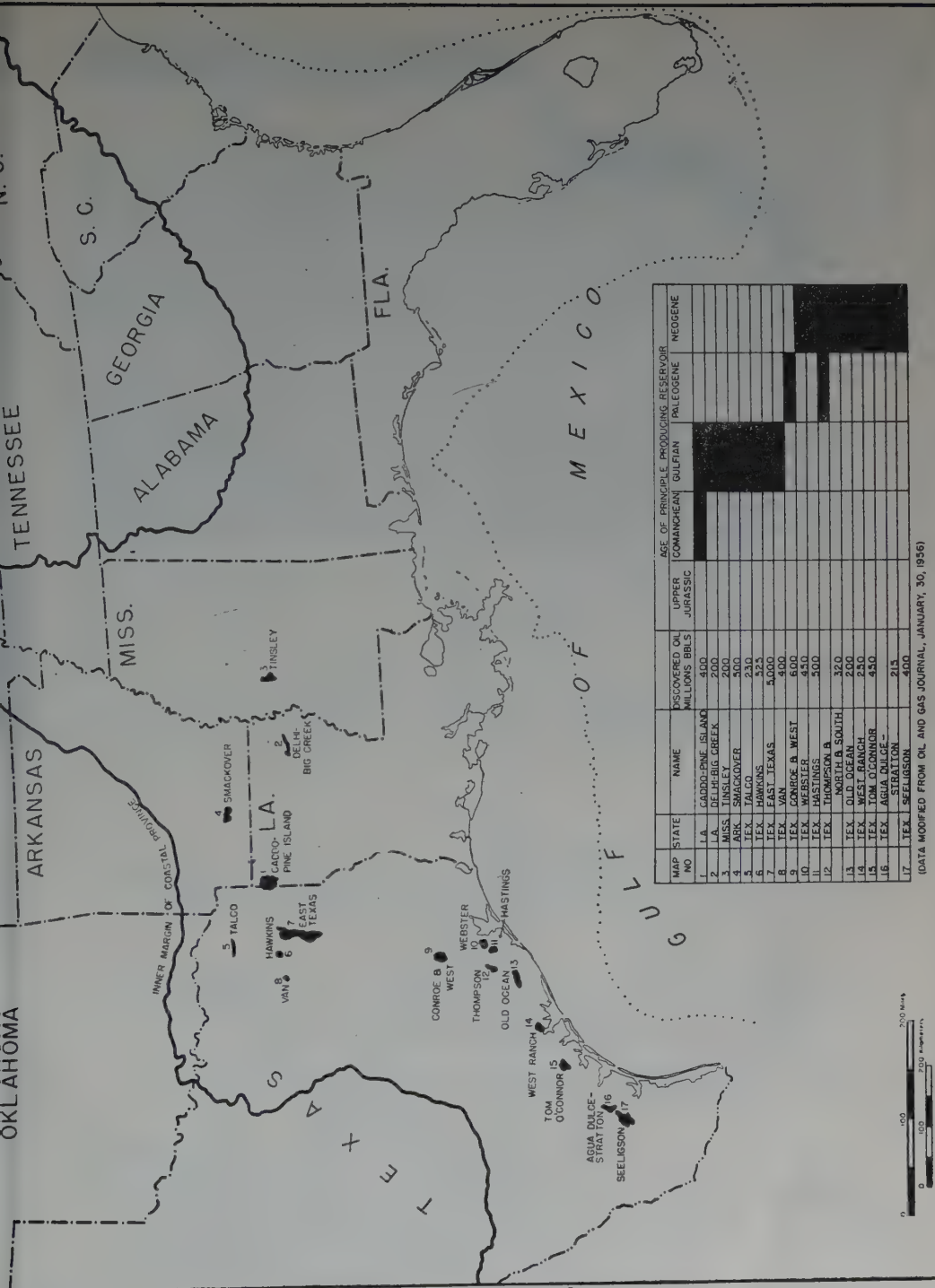
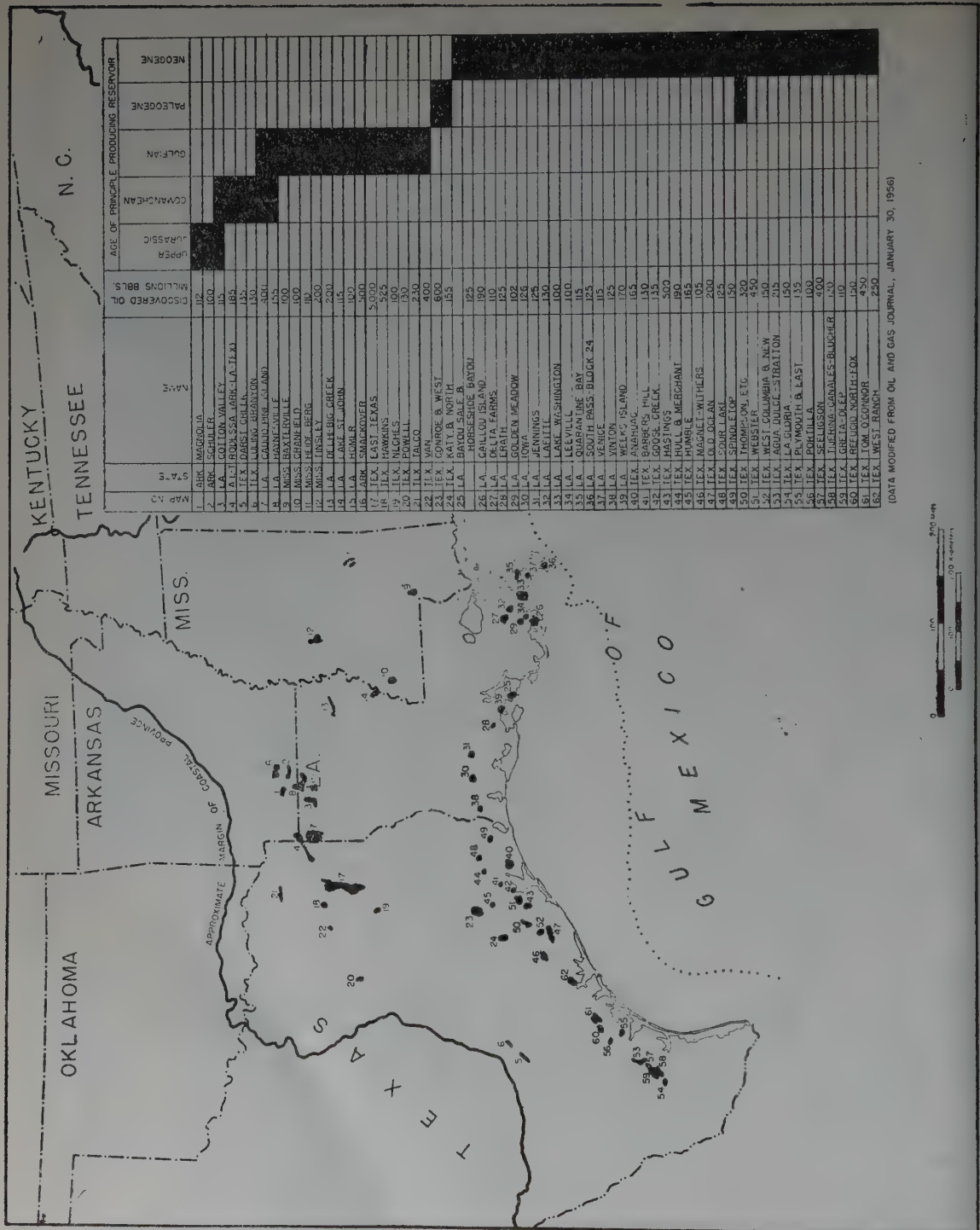


Figure 14.

DISTRIBUTION OF FIELDS WITH DISCOVERED RESERVES OF 200,000,000 BARRELS OR MORE



(DATA MODIFIED FROM OIL AND GAS JOURNAL, JANUARY 30, 1956)

Figure 15.

DISTRIBUTION OF FIELDS WITH DISCOVERED RESERVES OF 100,000,000 BARRELS OR MORE



Magnolia Petroleum Co.; Albert C. Raasch, Jr., H. G. Patrick, and Glenn E. Bader of the Humble Oil and Refining Co.; Joseph W. Lea, J. A. Waters, and P. W. McFarland of the Sun Oil Company; Frank C. Crawford of the Ohio Oil Company; B. W. Blanpied of the Gulf Refining Co.; R. K. Gutrie of the Seeligson Engineering Committee; Kenneth B. Barnes of the Oil and Gas Journal; John T. Lonsdale of the Texas Bureau of Economic Geology; Norman F. Williams of the Arkansas Resources and Development Commission; and Leo W. Hough of the Louisiana Geological Survey supplied advice or data pertaining to various aspects of this study.

The members of the American Association of Petroleum Geologists' Committee for Assembling Papers on the United States for the Symposium on the Geological Occurrence of Oil and Gas for the XXth International Geological Congress, Lewis W. MacNaughton, Chairman, and John C. Dunlap of the firm of DeGolyer and MacNaughton, and James E. Brooks, Department of Geology, Southern Methodist University, guided the writer in the form of the paper and supplied invaluable data on the statistics of oil and gas production.

Each of these individuals and organizations contributed in some measure to the preparation of this report and to them, both personally and on behalf of the profession, the writer expresses deep thanks.

## TABLE I

### SYNOPSIS OF "GEOLOGIC DISTRIBUTION AND OCCURRENCE OF HYDROCARBONS-GULF COAST PROVINCE OF THE UNITED STATES

1. *Age distribution.*
  - A. Occur in strata of every age from Upper Jurassic through Pleistocene. Gas production in Mississippi delta area from possible Recent strata.
  - B. Occur in Cambro-Ordovician, Devonian, Carboniferous, and Permian strata below coastal element.
2. *Stratigraphic occurrences (with or without structure)*
  - A. Pinchout or wedgeout of reservoir.
  - B. Variations in permeability and porosity, resulting in porosity barrier, with or without structure.
  - C. Truncation and overlap of porous beds.

- D. Sedimentary rocks.
  - E. Igneous rocks.
  - F. Salt-dome caprock.
3. *Lithologic occurrences.*
- A. Sedimentary.
    - a. Conglomeratic sandstone and gravel.
    - b. Tuffaceous sandstone and water-deposited volcanics.
    - c. Sandstones.
    - d. Fractured shales and sandstones.
    - e. Chalk.
      - 1. Fractured.
      - 2. Unfractured.
    - f. Limestones and dolomites.
      - 1. Fractured.
      - 2. Unfractured.
      - 3. Reef and bank deposits.
    - g. Regionally, the great majority of the fields produce from arenaceous reservoirs.
  - B. Salt-dome caprock (Secondary).
    - a. Limerock.
    - b. Gypsum.
    - c. Anhydrite.
  - C. Igneous rocks.
    - a. Serpentine alteration of basalt.
    - b. Water-deposited volcanic materials and tuffaceous materials.
4. *Structural occurrences* (with or without stratigraphic variation).
- A. Fault-trap reservoirs.
  - B. Convex-trap reservoir.
  - C. Piercement-trap reservoir.
  - D. Structural salients and terraces.
  - E. Flexures.
  - F. Regionally, all but a few fields occur in or Gulfward from the inner peripheral systems of normal (gravity) faulting. (See figures 2, 11-15)
5. *Combinations of 2 or more of the above conditions.*

## SEELIGSON FIELD

LOCATION: Southeastern Jim Wells County and northwestern Kleberg County, Texas.

DATA LEADING TO DISCOVERY: Geophysical surveys and subsurface geology.

DISCOVERY DATE: December, 1937.

NATURE OF TRAP: Elongated convex trap associated with down-to-the-coast strike faulting.

PRINCIPAL RESERVOIR: Arenaceous; blanket to discontinuous sands of Frio formation (Miocene Series) between actual depths of approximately 4500 and 7300 feet.

APPROXIMATE PRODUCTIVE AREA: 9900 acres.

## AGUA DULCE - STRATTON FIELD

LOCATION: Western Nueces Co., Texas.

DATA LEADING TO DISCOVERY: Surface and subsurface geology; geophysics.

DATE OF DISCOVERY: 1928.

NATURE OF TRAP: Elongated, convex trap associated with down-to-the-coast strike faulting.

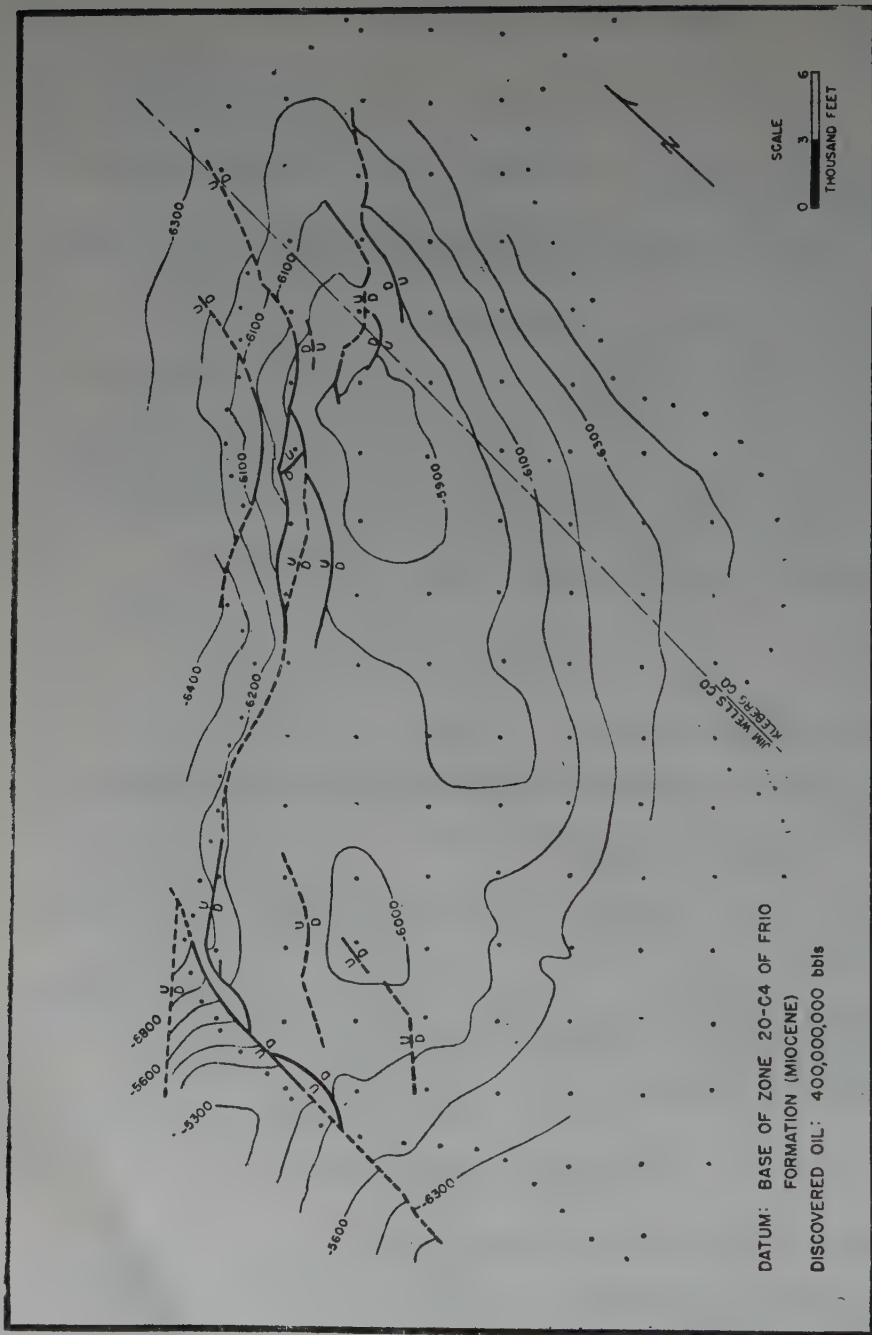
PRINCIPAL RESERVOIR: Arenaceous; blanket to discontinuous sands of Frio formation (Miocene Series).

APPROXIMATE PRODUCTIVE AREA: 8500 acres.

## GRETA - TOM O'CONNOR FIELD

LOCATION: Central Refugio County, Texas.

DATA LEADING TO DISCOVERY: Gravimetric survey, and surface geology, and trend.



SEELIGSON FIELD, JIM WELLS AND KLEBERG COS., TEXAS

Figure 16.

DISCOVERY DATE: May, 1933 - June, 1934.

NATURE OF TRAP: Elongated, convex traps associated with down-to-the-coast, strike faulting.

PRINCIPAL RESERVOIR: Arenaceous; blanket to discontinuous sands of Frio formation (Miocene Series) between actual depths of approximately 3500-6200 feet.

APPROXIMATE PRODUCTIVE AREA: 13,500 acres.

WEST RANCH FIELD  
(See Bauernschmidt, 1944)

LOCATION: Southwestern Jackson County, Texas.

DATA LEADING TO DISCOVERY: Surface indications consisting of gas shows, irregular topography, stream entrenchment, and sand distribution; torsion - balance and reflection seismic surveys; sub-surface geology.

DISCOVERY DATE: August 26, 1938.

NATURE OF TRAP: An elongated convex trap with two areas of closure, developed on the downthrown side of a down-to-the-coast strike fault. No major faulting is known in the field area.

PRINCIPAL RESERVOIR: Arenaceous; blanket to discontinuous sands of Frio and lower Catahoula formations (Miocene Series).

Hydrocarbons originally entrapped in these sands between actual depths of about 5000-6200 feet. Various producing sands possess different oil-water and gas-oil contacts.

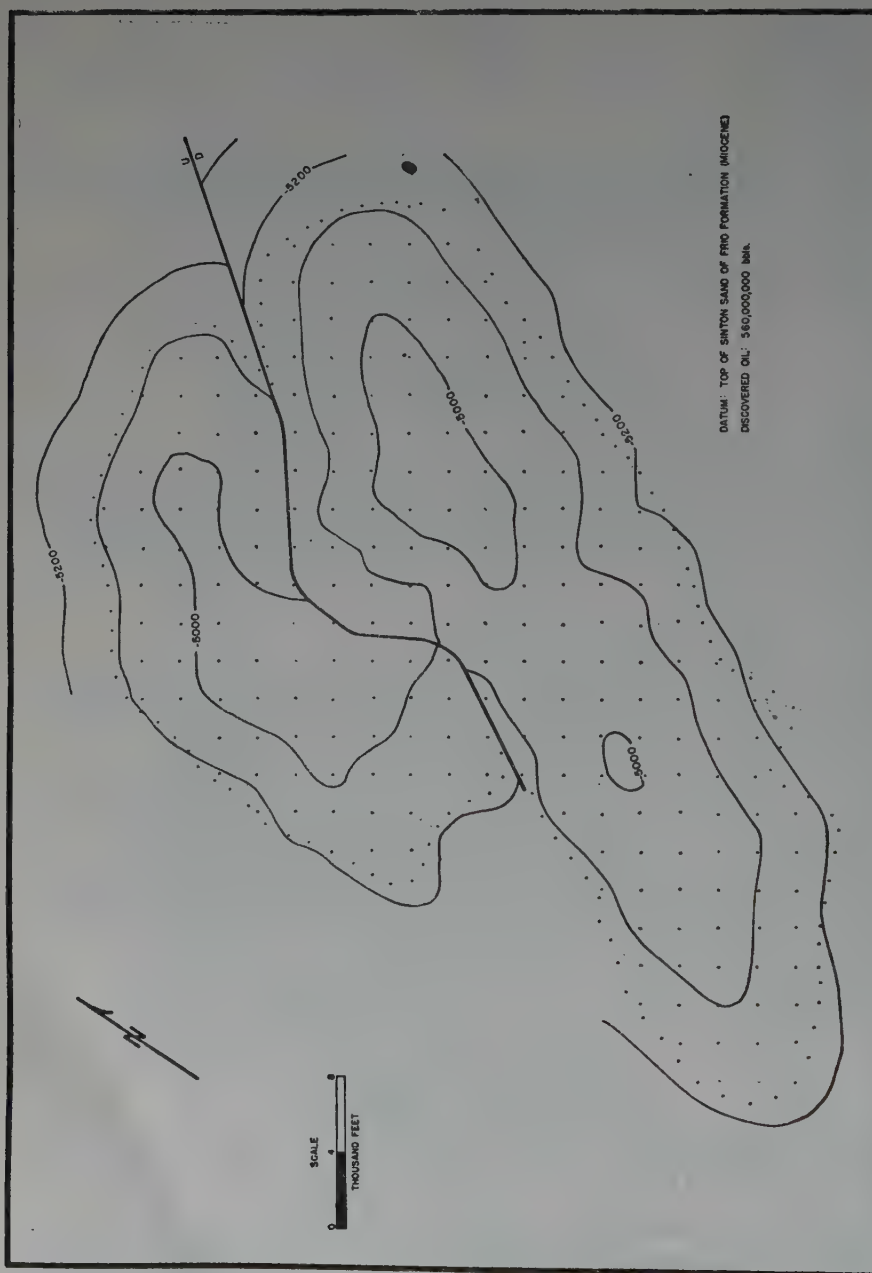
APPROXIMATE PRODUCTIVE AREA: 10,500 acres.

OLD OCEAN FIELD  
(See Hinson, 1953)

LOCATION: Southwestern Brazoria County and northeastern Matagorda County, Texas.

DATA LEADING TO DISCOVERY: Shallow wells drilled because of gas seeps; torsion balance and reflection seismic surveys.





GRETA AND TOM O'CONNOR FIELDS, SAN PATRICIO CO., TEXAS

Figure 17.

DISCOVERY DATE: November 8, 1934.

NATURE OF TRAP: An asymmetrical, elongated, convex trap developed on the downthrown block of a large down-to-the-coast strike fault. The convexity of the trap is greatly modified by faulting which appreciably affects the fluid levels and productive limits of the field.

PRINCIPAL RESERVOIR: Arenaceous; lenticular to blanket sands of Frio formation (Miocene Series).

Hydrocarbons originally entrapped in these sands between actual depths of about 8700-11,000 feet.

APPROXIMATE PRODUCTIVE AREA: 800 acres.

THOMPSON FIELD  
(See Behrman, 1953)

LOCATION: Eastern Ft. Bend County, approximately 22 miles southwest of Houston, Texas.

DATA LEADING TO DISCOVERY: Torsion balance survey, subsurface geology.

DISCOVERY DATE: 1931.

NATURE OF TRAP: A faulty-modified, convex trap formed by deep-seated salt movement.

PRINCIPAL RESERVOIR: Arenaceous; lenticular to blanket sands of the Vicksburg Stage (Oligocene) and Frio formation (Miocene). Lesser amounts of production from Miocene sands above the Anahuac.

Hydrocarbons originally entrapped in these sands between actual depths of approximately 3800-7700 feet.

APPROXIMATE PRODUCTIVE AREA: 7500 acres.

HASTINGS FIELD  
(See Thomas, 1953)

LOCATION: Northeastern Brazoria County and western Galveston County, approximately 25 miles southeast of Houston, Texas.

DATA LEADING TO DISCOVERY: Torsion balance and reflection seismic surveys.

DISCOVERY DATE: December, 1934.

NATURE OF TRAP: Faulted convex trap, formed by deep-seated salt dome; modified by faulting. A northwest trending graben exists at the top of the producing zone. Known closure on the principal producing zone is about 1200 feet.

PRINCIPAL RESERVOIR: Arenaceous; multiple sands of Frio formation (Miocene).

Hydrocarbons originally entrapped in Frio sands above 6085 feet, at actual depths of about 5125 to 6125 feet.

APPROXIMATE PRODUCTIVE AREA: 1,000 acres.

#### WEBSTER (FRIENDSWOOD) FIELD

LOCATION: Southeastern Harris County, Texas, approximately 15 miles southeast of Houston, Texas.

DATA LEADING TO DISCOVERY: Refraction seismic, torsion balance, and reflection seismic surveys, subsurface geology.

DISCOVERY DATE: July 10, 1937.

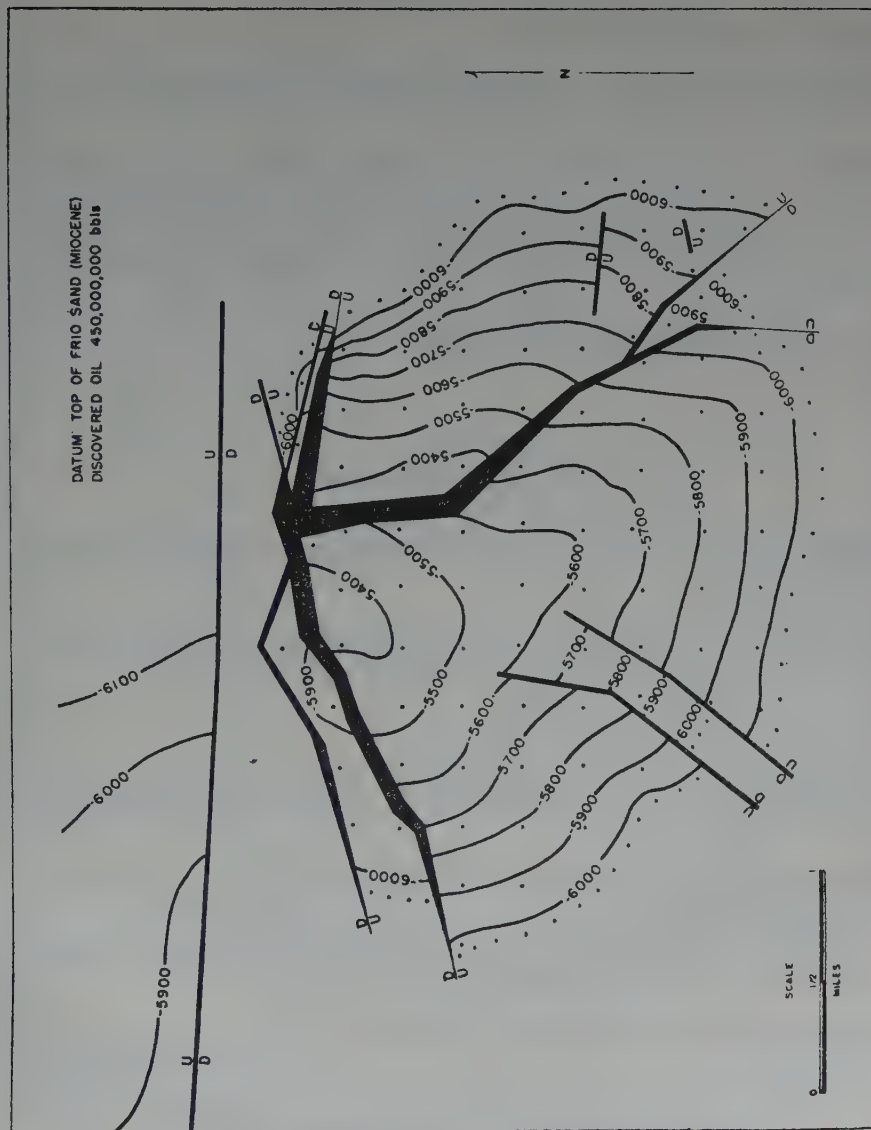
NATURE OF TRAP: Convex trap formed by an up-to-the-coast strike fault associated with deep-seated salt movement. General convexity of trap modified by radial faulting.

PRINCIPAL RESERVOIR: Arenaceous; lenticular to blanket sands of Frio formation (Miocene) at actual depths of about 5700 feet.

APPROXIMATE PRODUCTIVE AREA: 4000 acres.

#### CONROE FIELD

LOCATION: East-central Montgomery County, approximately 30 miles north of Houston, Texas.



DATA LEADING TO DISCOVERY: Gas seeps, refraction seismic and torsion balance surveys (inconclusive), wildcat drilling.

DISCOVERY DATE: December, 1931.

NATURE OF TRAP: Gentle, convex trap, elongated north-south, and modified by normal faults with principal orientation east-west.

PRINCIPAL RESERVOIR: Arenaceous; multiple, blanket and lenticular sands of Cockfield (Yegua) formation of Claiborne Stage (Eocene). Hydrocarbons originally entrapped in sands of Cockfield (Yegua) above -4900 feet, at an average actual depth of approximately 5050 feet.

APPROXIMATE PRODUCTIVE AREA: 14,000 acres.

#### VAN FIELD

(See Liddle, 1935; Betts, 1951)

LOCATION: Eastern Van Zandt County, Texas, approximately 12 miles east of Canton.

DATA LEADING TO DISCOVERY: Surface geological, refraction seismic, torsion balance, magnetic, and core drill surveys.

DISCOVERY DATE: October 13, 1929.

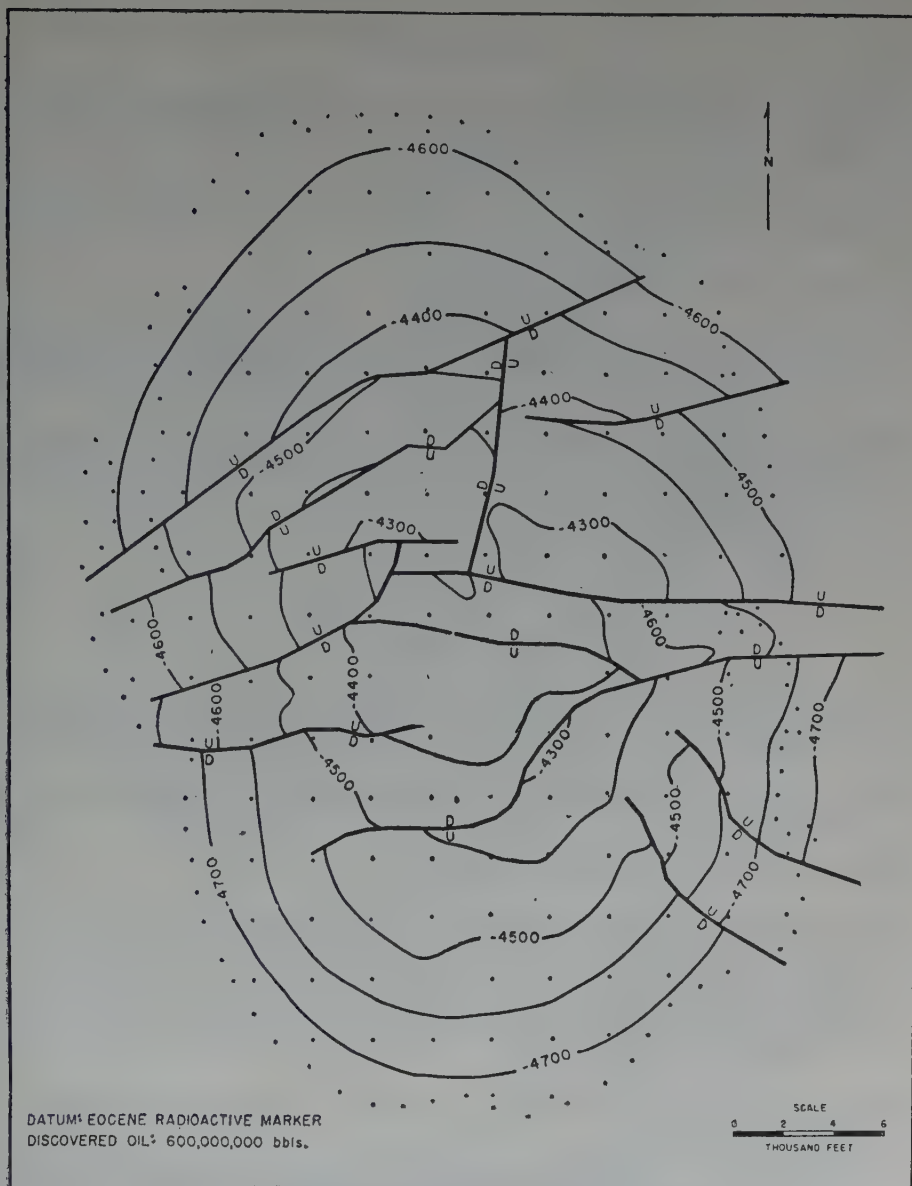
NATURE OF TRAP: Complexly faulted, elongated, convex trap, formed by deep-seated salt movement. Principal closure on upthrown blocks of large strike faults.

PRINCIPAL RESERVOIR: Arenaceous; blanket to lenticular sands of Woodbine (Gulf Series).

Hydrocarbons originally entrapped in Woodbine sands above -2500 feet, at actual depths of 2600 feet, more or less.

APPROXIMATIVE PRODUCTIVE AREA: 4500 acres.





## CONROE FIELD, MONTGOMERY CO., TEXAS

(AFTER CARLOS, 1953)

Figure 19.

## HAWKINS FIELD

LOCATION: Southeast corner of Wood County, Texas, approximately 17 miles northeast of Tyler, Texas.

DATA LEADING TO DISCOVERY: Surface geologic, reflection seismograph and core drill surveys.

DISCOVERY DATE: December 20, 1940.

NATURE OF TRAP: Complexly-faulted convex trap formed by deep-seated salt dome, with approximately 1200 feet of uplift on producing sand.

PRINCIPAL RESERVOIR: Arenaceous; blanket-sand of Woodbine (Gulfian Series). Gas and oil originally entrapped between -4541 and -3490 feet, at actual depths of 440 feet, more or less.

APPROXIMATE PRODUCTIVE AREA: 9400 acres.

## TALCO FIELD

LOCATION: Northeastern Franklin County and northwestern Titus County, Texas.

DATA LEADING TO DISCOVERY: Surface geology, core drill, and sub-surface geology.

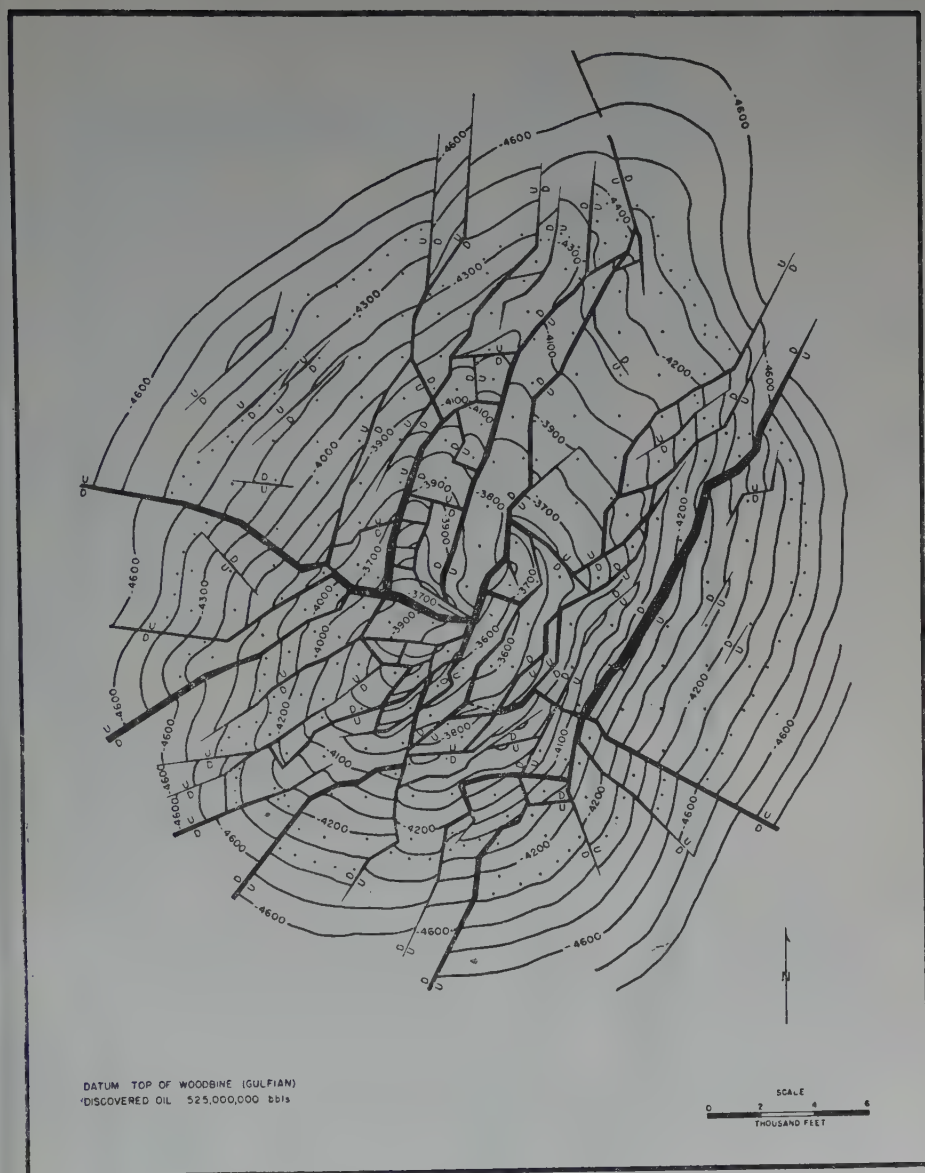
DISCOVERY DATE: March 13, 1936.

NATURE OF TRAP: Structural closure on the upthrown block of an up-to-the-coast strike fault, the various stratigraphic units of the upthrown block being terminated against the fault. Controlling fault is southern boundary fault of a crescent-shaped graben of the Mexia-Talco fault zone.

PRINCIPAL RESERVOIR: Arenaceous; lenticular sands of the Paluxy (Comanche Series).

Hydrocarbons originally entrapped in these sands above -4035 feet, at an actual depth of about 4000 feet.

APPROXIMATE PRODUCTIVE AREA: 9000 acres.



## HAWKINS FIELD, WOOD CO., TEXAS

(AFTER WENDLANDT, 1953)

Figure 20

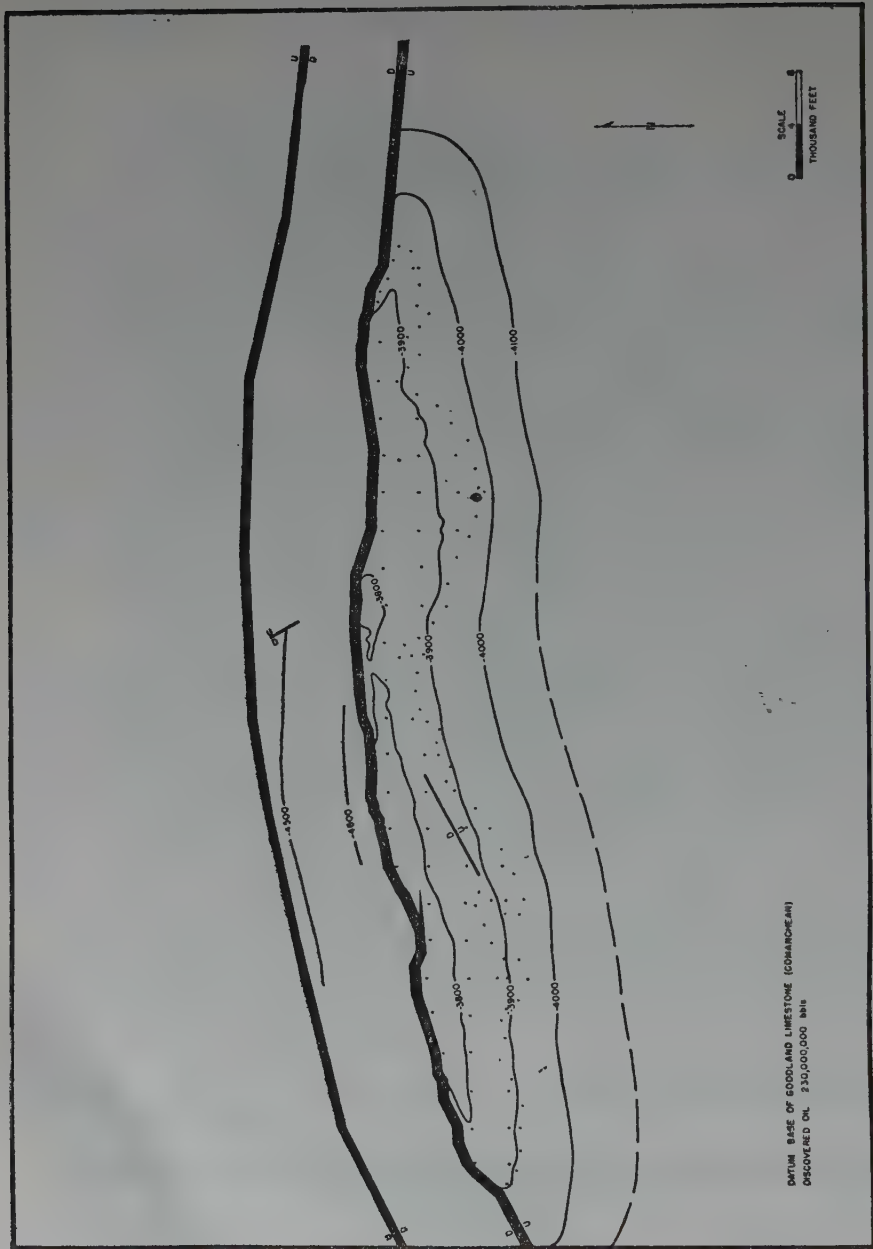


Figure 21.

## EAST TEXAS FIELD

**LOCATION:** Gregg, Rusk, Upshur, Smith, and Cherokee Counties, Texas.  
The field extends for approximately 43 miles north and south with an average width of 5 miles.

**DATA LEADING TO DISCOVERY:** Random wildcatting.

**DISCOVERY DATE:** October 3, 1930.

**NATURE OF TRAP:** Stratigraphic trap formed by updip truncation of Woodbine sand and overlap of the truncation by the Austin chalk and Eagle Ford shale, in conjunction with a broad structural nosing on the west side of the Sabine Uplift.

**PRINCIPAL RESERVOIR:** Arenaceous; blanket-sand of Woodbine (Gulf Series). Hydrocarbons originally entrapped between -3350 and -3052, at actual depths of about 3700 feet.

**APPROXIMATE PRODUCTIVE AREA:** 135,000 acres.

## CADDO - PINE ISLAND FIELD

(See Clark, 1939; Crider, 1939)

**LOCATION:** Northern Caddo Ph., La.

**DATA LEADING TO DISCOVERY:** Gas seepages.

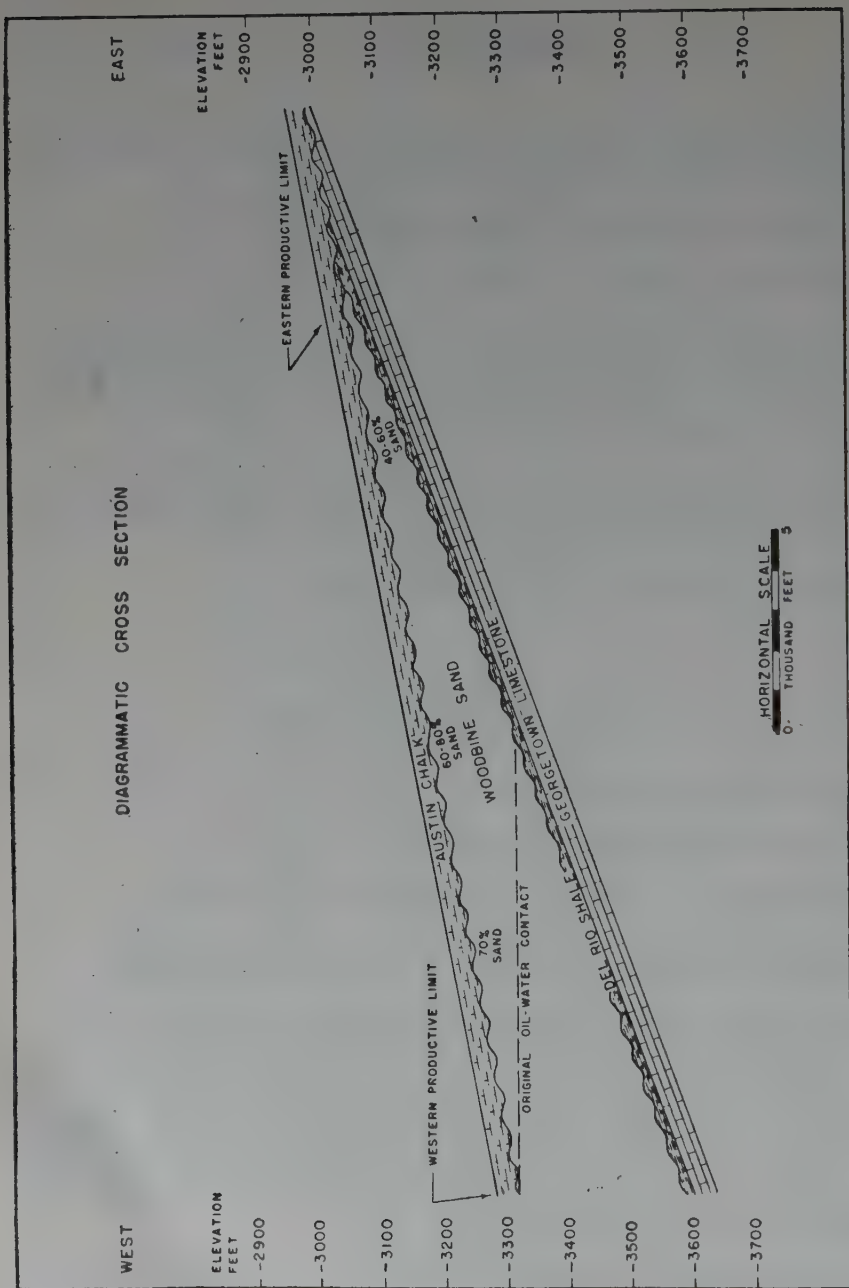
**DISCOVERY DATE:** 1904 (Oldest oil and gas field in Louisiana).

**NATURE OF TRAP:** An irregular convex trap on the north flank of the Sabine Uplift, modified, by minor faulting and unconformities.

**PRINCIPAL RESERVOIRS:** Arenaceous and calcareous reservoirs of Coahuilan, Comanchean, and Gulfian ages. Production from fractured anhydrite has been obtained in some areas. Production from both arenaceous and calcareous reservoirs is irregular due to discontinuity of porosity, lenticularity of sands, minor faulting, and porosity. Hydrocarbons originally entrapped at actual depths of about 800 to more than 4000 feet.

**APPROXIMATE PRODUCTIVE AREA:** 74,000 acres.





EAST TEXAS FIELD, CHEROKEE, GREGG, RUSK, SMITH AND UPSHUR COS., TEXAS

(AFTER HUDNALL, 1951)

Figure 22.

DATUM: ERODED SURFACE OF WOODBINE (GULFIAN)

DISCOVERED OIL: 5,000,000,000 bbls.

LIMIT OF PRODUCTION

UPDIP LIMIT OF SAND

SCALE

0 12 24  
THOUSAND FEET

# EAST TEXAS FIELD, CHEROKEE, GREGG, RUSK, SMITH, AND UPSHUR COS., TEXAS

(AFTER HUDNALL, 1951)

Figure 23.

SMACKOVER FIELD  
(See Fancher and Mackay, 1946)

LOCATION: Southern Ouachita County and northern Union County, Arkansas, around the town of Smackover.

DATA LEADING TO DISCOVERY: Wildcat drilling.

DISCOVERY DATE: April 14, 1922 (Gas), July 1, 1922 (Oil).

NATURE OF TRAP: Gentle, bi-lobate convex trap associated with up-to-the-coast faulting.

PRINCIPAL RESERVOIR: Arenaceous; lenticular to blanket sands of Gulf Series between actual depths of about 1900 to 2600 feet.

APPROXIMATE PRODUCTIVE AREA: 30,000 acres.

DELHI-BIG CREEK FIELD  
(See Bloomer, 1946; Shreveport Geological Society, 1946)

LOCATION: Eastern Richland Parish and northern Franklin Parish, Louisiana.

DATA LEADING TO DISCOVERY: Subsurface geology and seismic surveys.

DISCOVERY DATE: December 9, 1944.

NATURE OF TRAP: Stratigraphic traps formed by updip truncation of Tuscaloosa (Gulf Series) and Paluxy (Comanche Series) sands and overlap of the truncation by late Gulfian sediments, in conjunction with a broad gentle structural nosing on the south flank of the Monroe Uplift.

PRINCIPAL RESERVOIR: Arenaceous; blanket to lenticular sands of Tuscaloosa (Gulf Series) and Paluxy (Comanche Series). Hydrocarbons originally entrapped between actual depths of approximately 3000-3650 feet.

APPROXIMATE PRODUCTIVE AREA: 7,900 acres.

## TINSLEY FIELD

**LOCATION:** Southern Yazoo County, Mississippi, approximately 35 miles northwest of Jackson.

**DATA LEADING TO DISCOVERY:** Surface geology, gravity, and reflection seismic surveys.

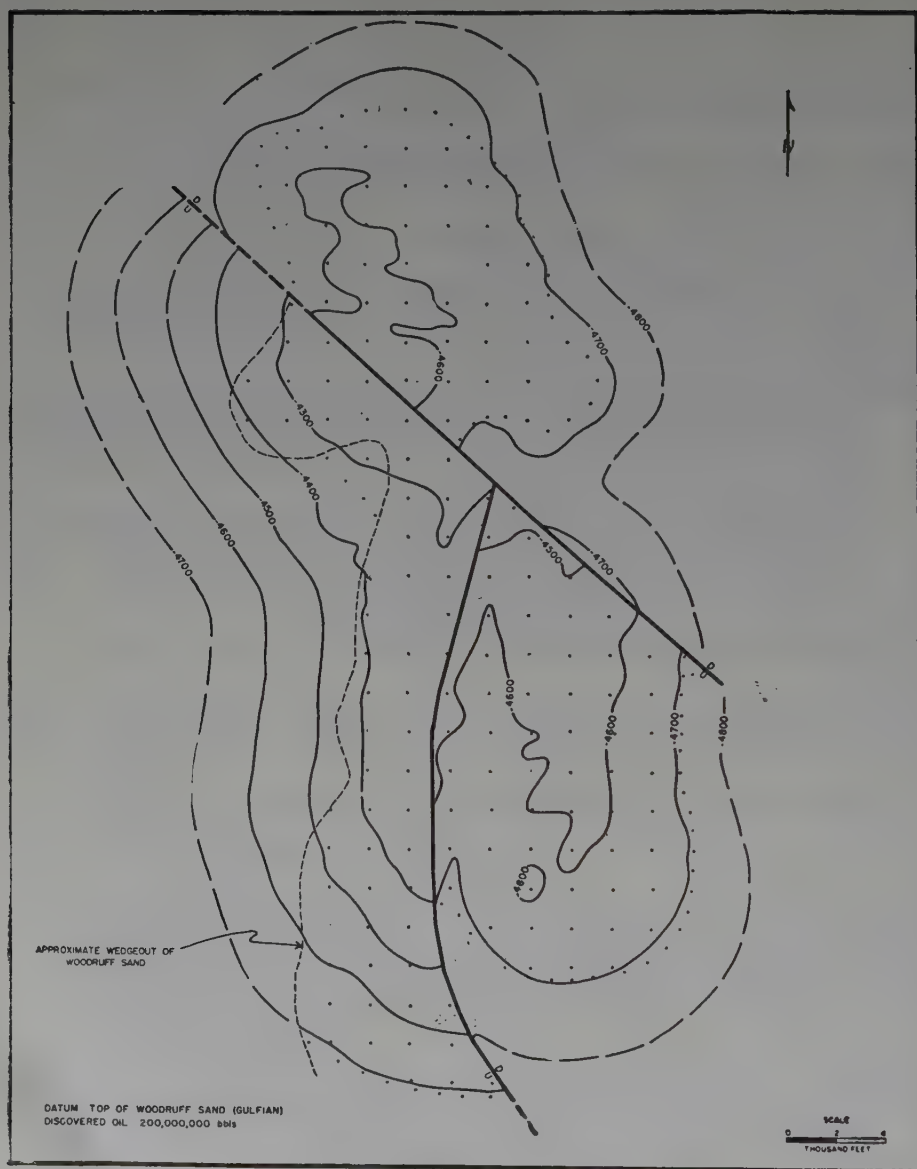
**DISCOVERY DATE:** September 5, 1939.

**NATURE OF TRAP:** Fault-modified, elongated, convex trap in association with a regional sand wedgeout.

**PRINCIPAL RESERVOIR:** Arenaceous; main reservoir (Woodruff sand of Gulf Series) wedges out along west edge of field. Subsidiary arenaceous reservoirs are blanket to lenticular sands of Eutaw and Tuscaloosa (Gulf Series).

Hydrocarbons originally entrapped in Woodruff sand between approximately 4400-4900 feet (actual depth) and in Eutaw and Tuscaloosa sands between 4750-5850 feet (actual depth).

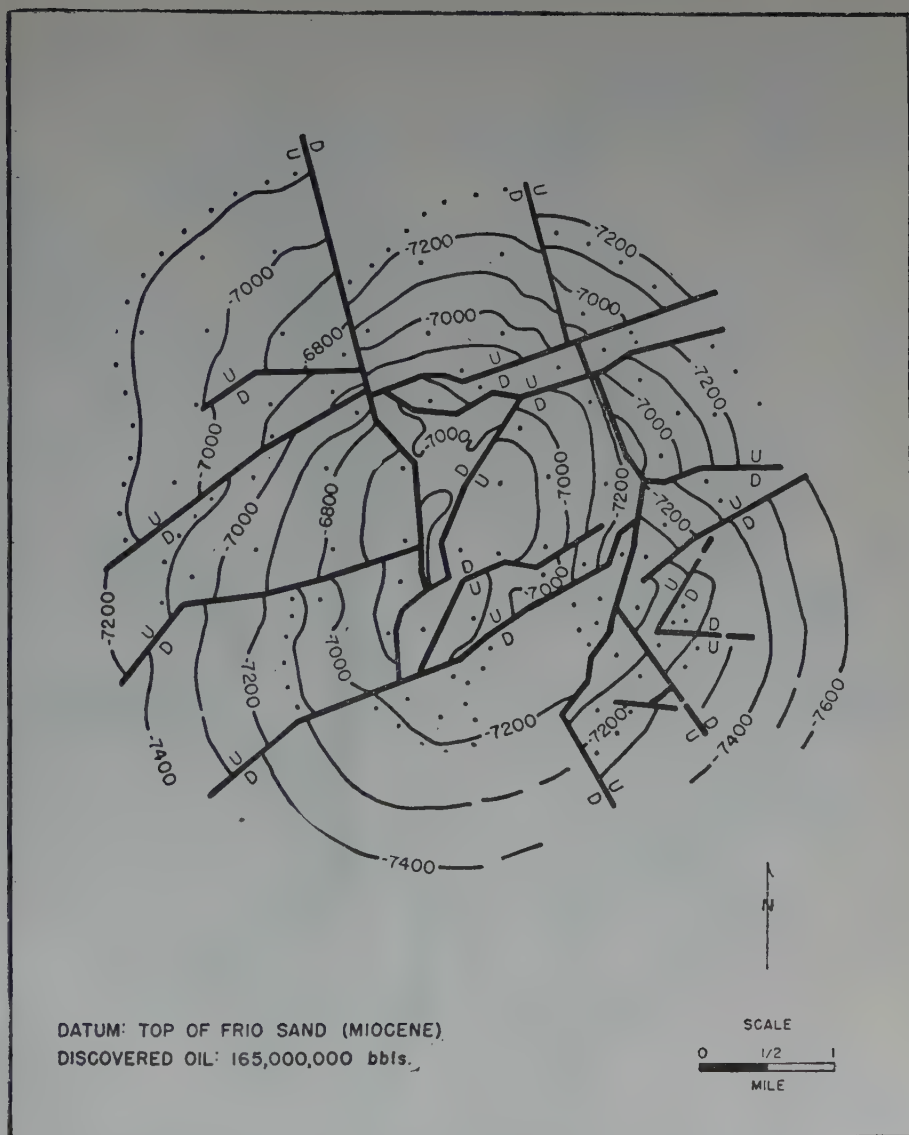
**APPROXIMATE PRODUCTIVE AREA:** 9,600 acres.



TINSLEY FIELD, YAZOO CO., MISSISSIPPI

Figure 24.





## ANAHUAC FIELD, CHAMBERS CO., TEXAS

(AFTER BADER, 1948)

Figure 25.

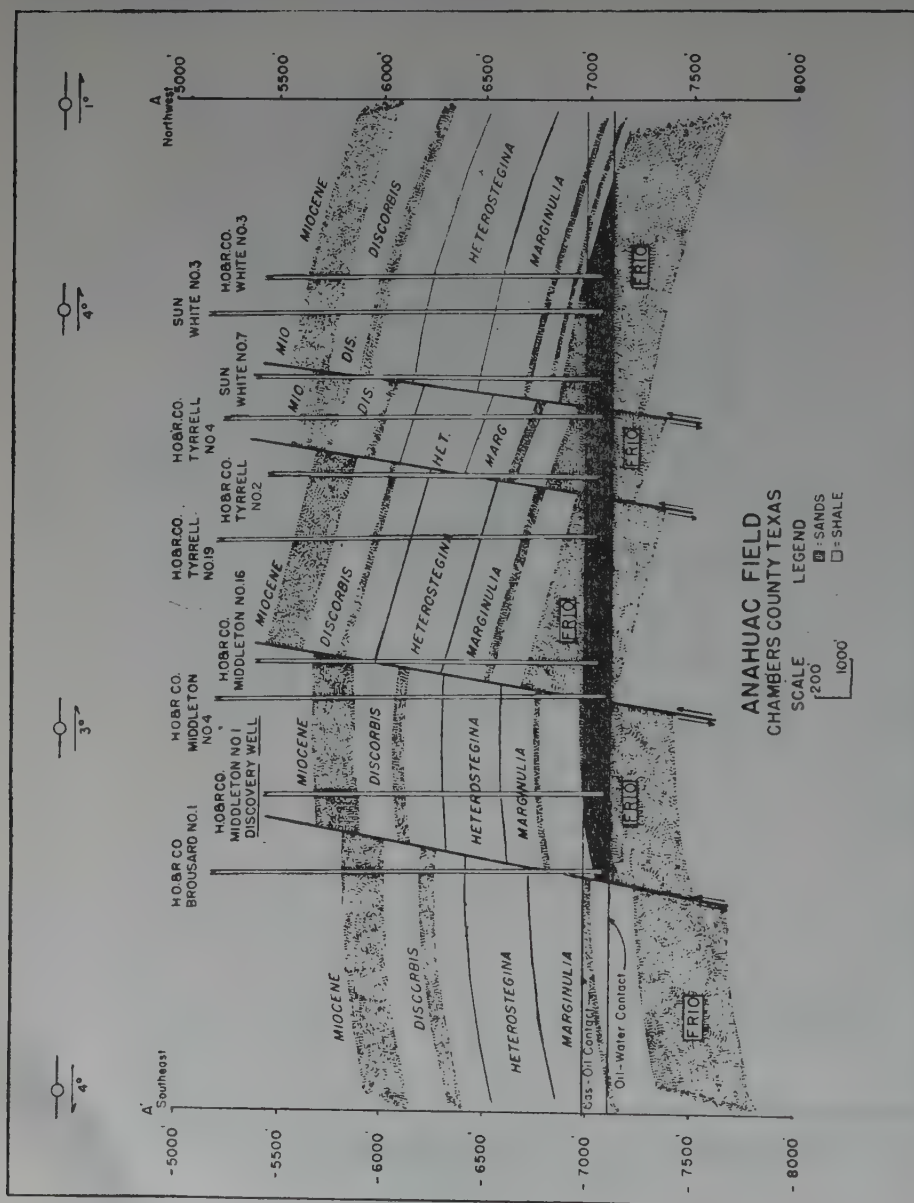


Figure 26.

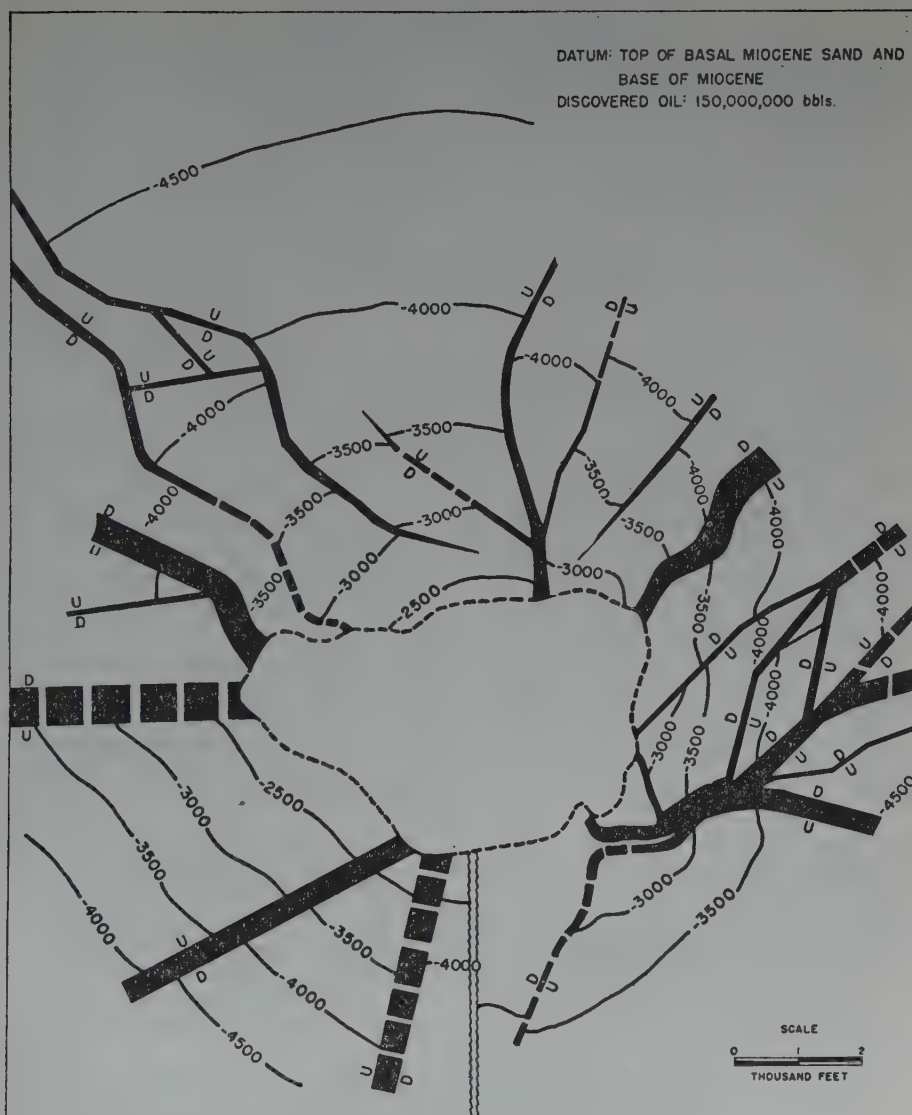


Figure 27.

## SELECTED BIBLIOGRAPHY

- American Institute of Mining and Metallurgical Engineers. Statistics of Oil and Gas Development and Production: v. 9, 1955.*
- APPLIN, P. L. and APPLIN, E. R. *Regional Subsurface Stratigraphy and Structure of Florida and Southern Georgia.* Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., v. 28, 1944, pp. 1673-1753; (abs.) Dallas Digest, p. 76-77; Oil and Gas Jour., v. No. 46, p. 92, 94.
- APPLIN, P. L. and APPLIN, E. R. *Regional Subsurface Stratigraphy, Structure, and Correlation of Middle and Early Upper Cretaceous Rocks in Alabama, Georgia, and North Florida.* U. S. Geol. Survey Prelim. Chart 26, Oil and Gas Inv. Ser., 3 sheets. 1947.
- APPLIN, P. L. *Preliminary Report on Buried Pre-Mesozoic Rocks in Florida and Adjacent States.* U. S. Geol. Survey Circ. 91, 1951, 28 p.
- APPLIN, P. L. *Sedimentary Volumes in Gulf Coastal Plain of United States and Mexico, Part I.* Volume of Mesozoic Sediments in Florida and Georgia. Geol. Soc. America Bull., v. 63, 1952, pp. 1159-1164.
- APPLIN, P. L. and APPLIN, E. R. *The Cored Section in George Vasen's Fee Well I, Stone County, Mississippi.* U. S. Geol. Survey Circ. 298, 1953, 29 p.
- BADER, G. E. *Geophysical History of the Anahuac Oil Field, Chambers County, Texas.* Geophys. Case Histories, v. 1, 1948, pp. 66-73, 1949.
- BALL, M. W. et. al. (Editor). *Future Oil Provinces of North America.* Am. Assoc. Petroleum Geologists, 1951, 358 p.
- BAUERNSCHMIDT, A. J. *West Ranch Oil Field, Jackson County, Texas.* Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., v. 28, 1944, pp. 197-216.
- BEHRMAN, R. G. Jr. *Thompson field, Fort Bend County, Texas.* Guidebook, Joint Ann. Mtg., Am. Assoc. Petroleum Geologists, Soc. Econ. Paleontologists and Mineralogists, Soc. Explor. Geophysicists, Houston, Texas, 1953, pp. 157-160.
- BETTS, A. J. *Van Field, Van Zandt County, Texas.* Univ. Tex. Pub. No. 5116, 1951, pp. 399-401.
- BLOOMER, P. A. Jr. *Subsurface study of the Delhi Area, Franklin and Richland Parishes Louisiana.* La. Geol. Survey Geol. Pamph. No. 4, 1946, 47 p.
- CARLOS, D. F. *Conroe Field, Montgomery County, Texas.* Guidebook, Joint Ann. Mtg., Am. Assoc. Petroleum Geologists, Soc. Econ. Paleontologists and Mineralogists, Soc. Explor. Geophysicists, Houston, Texas, 1953, pp. 105-6.
- CARPENTER, C. B. and SCHROEDER, H. J. *Petroleum Engineering Study of the Anahuac Field, Chambers County, Texas.* U. S. Bur. Mines, Rept. Inv. 3579, 1941, 37 p.
- CARSEY, J. B. *Geology of Gulf Coastal area and continental shelf.* Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., v. 34, 1950, pp. 361-385.
- COLLE, JACK, COLLE, W. F. Jr., DENHAM, R. L., FERGUSON, H. C., MCGUIRT, J. H., REEDY, FRANK, Jr., and WEAVER, PAUL. *Sedimentary Volumes in Gulf Coastal Plain of United States and Mexico.* Part. IV. Volume of Mesozoic and Cenozoic Sediments in Western Gulf Coastal Plain of United States. Geol. Soc. America Bull., v. 63 1952, pp. 1193-1200.

- CRIDER, A. F. *Pine Island Oil Field, Caddo Parish, Louisiana*. Shreveport Geol. Soc. Guide Book, 14th Ann. Field Trip, 1939, pp. 6-10.
- DEUSSEN, ALEXANDER. *Oil-producing Horizons of Gulf Coast in Texas and Louisiana*. in *Gulf Coast Oil Fields*, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 1936, pp. 1-19.
- FANCHER, G. H., with MACKAY, D. K. *Secondary recovery of petroleum in Arkansas. A survey*. Ark. Oil and Gas Comm., 1946, 264 p.
- FISK, H. N. *Geological Investigations of the Alluvial Valley of the Lower Mississippi River*. 1944, 78 p. Vicksburg, Miss., Miss. River Comm.; (abs.) Tulsa Geol. Soc. Digest, v. 15, pp. 50-55 (1947).
- FLETCHER, C. D. *Structure of Caddo Field, Caddo Parish, Louisiana*, In *Structure of Typical American Oil Fields*, v. 2, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 1929, pp. 183-195.
- FORGOTSON, J. M., Jr. *Regional Stratigraphic Analysis of Cotton Valley Group of Upper Coastal Plain*. Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., v. 38, 1954, pp. 2476-2499; *Gulf Coast Assoc. Geol. Soc., Trans.*, v. 4, pp. 143-154.
- GOLDSTEIN, AUGUST, Jr., and RENO, D. M. *Petrography and Metamorphism of Sediments of Ouachita Facies*. Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., v. 36, 1952, pp. 2275-2290.
- HANNA, M. A. *Geology of Gulf Coast Salt Domes*. In *Problems of Petroleum Geology*, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 1934, pp. 629-678.
- HANNA, M. A. *Fracture porosity in Gulf Coast*. Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., v. 37, 1953, pp. 266-281.
- HERALD, F. A. (Editor). *Occurrence of Oil and Gas in Northeast Texas*. Univ. Tex. Bur. Econ. Geol. Pub. 5116, 1951, 449 p.
- HINSON, HILLORD. *Old Ocean field, Brazoria and Matagorda Counties, Texas*. Guidebook, Joint Ann. Mtg., Am. Assoc. Petroleum Geologists Soc. Econ. Paleontologists and Mineralogists. Soc. Explor. Geophysicists, Houston, Texas, 1953, pp. 141-146.
- HOLLAND, W. C., HOUGH, L. W. and MURRAY, G. E. *Geology of Beauregard and Allen Parishes*. La. Dept. Conserv. Geol. Bull. 27, 1952, 224 p.
- Houston Geological Society*, 1951, *Western Gulf Coast*. Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., v. 35, pp. 385-392.
- Houston Geological Society*, 1953, *Guidebook; Field trip routes; oil fields; geology*. Joint Ann. Mtg., Am. Assoc. Petroleum Geologists. Soc. Econ. Paleontologists and Mineralogists. Soc. Explor. Geophysicists, 167 p., Houston, Texas.
- HOWE, H. V. *Review of Tertiary Stratigraphy of Louisiana*. Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., v. 17, 1933, pp. 613-655; repr. in Barton and Swatelle *Gulf Coast Oil Fields*, pp. 383-424, 1936.
- HUDNALL, J. S. *East Texas Field, Gregg, Rusk, Upshur, Smith and Cherokee Counties, Texas*. Univ. Tex. Pub. No. 5116, 1951, pp. 113-118.
- IMLAY, R. W. *Lower Cretaceous and Jurassic Formations of Southern Arkansas and their Oil and Gas Possibilities*. Ark. Geol. Survey, Info. Circ. No. 12, 1940, 64 p.



- IMLAY, R. W. *Jurassic Formations of the Gulf Region*. Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., v. 27, 1943, pp. 1407-1533.
- IMLAY, R. W. *Subsurface Lower Cretaceous Formations of South Texas*. Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., v. 29 1945, pp. 1416-1469.
- JORDAN, LOUISE. *Preliminary notes on the Mesozoic rocks of Florida*. Fla. Geol. Survey, Guidebook, 44th Ann. Mtg., Assoc. Am. State Geologists, 1952, pp. 39-49.
- KIDWELL, A. L. *Mesozoic Igneous Activity in the Northern Gulf Coastal Plain*. Gulf Coast Assoc. Geol. Soc., 1st Ann. Mtg., Nov. 1951, pp. 182-199.
- LIDDLE, R. A. *Van Field, Van Zandt County, Texas*. Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., v. 12, 1929, pp. 1557-1558.
- LONGWELL, C. R. (Chairman, Committee on Tectonics, National Research Council), 1944, *Tectonic Map of the United States*. Am. Assoc. Petroleum Geologists.
- MICHAUX, F. W. Jr., and BUCK, E. O. *Conroe Oil Field*. Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., v. 20, 1936, pp. 736-739; (Abs.) World Petroleum, v. 7, no. 8, p. 404; repr. Gulf Coast Oil Fields, pp. 789-832 (1936).
- MINOR, H. E. and HANNA, M. A. *East Texas Oil Field, Rusk, Cherokee, Smith, Gregg, and Upshur Counties, Texas*. In Stratigraphic Type Oil Fields, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 1941, pp. 600-640.
- MOODY, C. L. *Mesozoic Igneous Rocks of Northern Gulf Coastal Plain*. Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., v. 33, 1949, pp. 1410-1428.
- MORGAN, H. J. Jr. *Paleozoic Beds South and East of Ouachita Folded Belt*. Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., v. 36, 1952, pp. 2266-2274.
- MURRAY, G. E. *Foreword and summary in sedimentary volumes in Gulf Coastal Plain of United States and Mexico*. Geol. Soc. America Bull., v. 63, 1952, p. 1157 and insert.
- MURRAY, G. E. *Volume of Mesozoic and Cenozoic sediments in central Gulf Coastal Plain*. Pt. 3 of sedimentary volumes in Gulf Coastal Plain of United States and Mexico. Geol. Soc. America Bull., v. 63, 1952, pp. 1177-1192.
- National Oil Scouts and Landman's Association, 1938-1955, Oil and Gas Development in United States*.
- New Orleans Geological Society, 1954, Cross-sections through South Louisiana*.
- NETTLETON, L. L. *Sedimentary volumes in Gulf Coastal Plain of the United States and Mexico, geophysical aspects*. Geol. Soc. America Bull., v. 63, 1952, pp. 1221-1228.
- NUNNALLY, J. D. and FOWLER, H. F. *Lower Cretaceous Stratigraphy of Mississippi*. Miss. State Geol. Survey, Bull. 79, 1954, 45 p.
- Oil and Gas Journal, 1952, Gulf Coast Oil Map (in Gulf Coast Number)*. v. 51, no. 6, June 16.
- Oil and Gas Journal, 1956, Annual Review*. Forecast Number, v. 54, no. 39, Jan. 30.
- Oil and Gas Journal and JACOBSEN, E. C. Texas Fields and Geological Structures*. Supplement to the Oil and Gas Jour., v. 53, no. 3, 1954.

- OLCOTT, PERRY. *Structures Controlling Accumulation*. Guidebook, Joint Ann. Mtg., Am. Assoc. Petroleum Geologists, Soc. Econ. Paleontologists and Mineralogists, Soc. Explor. Geophysicists, Houston, Texas, 1953, pp. 33-36.
- PATRICK, H. G. *Case History of the Friendswood (Webster) Oil Field, Harris County, Texas*. Geophys. Case Histories, v. 1, 1949, pp. 74-84, 1948.
- PATRICK, W. W. *Salt dome statistics*. Guidebook, Joint Ann. Mtg., Am. Assoc. Petroleum Geologists, Soc. Econ. Paleontologists and Mineralogists, Soc. Explor. Geophysicists, Houston, Texas, 1953, pp. 13-20.
- The Petroleum Engineer*, 1955, *Oil and Gas Fields of South Louisiana, Dec.*
- REEDY, M. F. Jr., *Stratigraphy of the Frio formation, Orange and Jefferson Counties, Texas*. Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., v. 33, 1949, pp. 108-109, 1830-1858.
- SAWTELLE, GEORGE. *Salt Dome Statistics*. In Gulf Coast Oil Fields, Am. Assoc. Petroleum Geologists, 1936, pp. 109-118.
- SELLARDS, E. H., ADKINS, W. S. and PLUMMER, F. B. *The Geology of Texas*, v. I, Stratigraphy, Univ. Texas Bull. 3232, 1007 p. 1933.
- SELLARDS, E. H., BAKER, C. L. and OTHERS. *The Geology of Texas*, v. 2, 1934, Structural and economic geology. Univ. Tex. Bull. 3401, 884 p.
- SELLARDS, E. H. and HENDRICKS, LEO. *Structural Map of Texas*, 1946, 3rd Ed., Univ. Tex. Bur. Econ. Geology.
- SELLARDS, E. H. and HENDRICKS, L. C. *Occurrence of Oil and Gas in Texas*. Tex. Univ. Pub. 4301, 1946, pp. 179-190.
- Shreveport Geological Society, Reference Reports on certain oil and gas fields of North Louisiana, South Arkansas, Mississippi, and Alabama*. v. I, 1946; II, 1947; III, pt. 1, 1951; and pt. 2, 1953.
- South Texas Geological Society*, 1941, *Tertiary cross section, South Texas (Gillespie County to Arkansas County, Texas)*, no. 17, Ordovician, Pennsylvanian, Cretaceous, Tertiary. South. Tex. Geol. Soc.
- South Texas Geological Society*, 1949, *Mesozoic cross section, South Texas (Robertson County to Maverick County, Texas)* number 20a, Jurassic, Cretaceous. South Tex. Geol. Soc.
- South Texas Geological Society*, 1951, *Nueces River cross section, South Texas (Maverick County to Kleberg County, Texas)*, number 22, Cretaceous, Tertiary. South Tex. Geol. Soc.
- South Texas Geological Society*, 1951, *Downdip Mesozoic Rocks of South Texas*. Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., v. 35, pp. 357-360.
- South Texas Geological Society*, 1952, *Guadalupe River cross section, South Texas (Guadalupe County to Calhoun County, Texas)*, number 24, Cretaceous, Tertiary. South Tex. Geol. Soc.
- Southeastern Geological Society*, 1949, *Mesozoic cross sections, southeast Alabama, south Georgia and Florida*. 4 charts.
- SWAIN, F. M. *Stratigraphy of Cotton Valley beds of northern Gulf Coastal Plain*. Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., v. 28, 1944, pp. 577-614.
- SWAIN, F. M. *Upper Jurassic of Northeastern Texas*. Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., v. 33, 1949, pp. 1206-1250.

- THOMAS, W. A. *Hastings Field, Brazoria and Galveston Counties, Texas*. Guidebook, Joint Ann. Mtg., Am. Assoc. Petroleum Geologists Soc. Econ. Paleontologists and Mineralogists. Soc. Explor. Geophysicists, Houston, Texas, 1953, pp. 121-124.
- THOMAS, W. A. (Chairman). *Geology of the Gulf Coast, Guidebook*, Joint. Ann. Mtg., Am. Assoc. Petroleum Geologists. Soc. Econ. Paleontologists and Mineralogists. Soc. Explor. Geophysicists. 1953.
- TOULMIN, L. D. *Sedimentary Volumes in Gulf Coastal Plain of the United States and Mexico*. Part II: Volume of Cenozoic Sediments in Florida and Georgia. Geol. Soc. America Bull., v. 63, 1952, pp. 1165-1176.
- TOULMIN, LYMAN D. *Cenozoic Geology of Southeastern Alabama, Florida and Georgia*. Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., v. 39, 1955, pp. 207-235.
- TUTTLE, HELEN F., HEDBERG, HOLLIS S., RASMUSSEN, CLAYTON and LEVORSEN, A. I. *Selected bibliography of articles describing stratigraphic type oil fields. In Stratigraphic Type Oil Fields*. Am. Assoc. Petroleum Geologists, 1941, pp. 858-884.
- United States Geological Survey, 1932, Geologic Map of the United States.*
- VERNON, R. O. *The Cenozoic rocks of the Northern Peninsular and the Panhandle of Florida*. Fla. Geol. Survey, Guidebook, 44th. Ann. Mtg., Assoc. Am. State Geologists, 1952, pp. 46-61.
- VESTAL, J. H. *Petroleum Geology of the Smackover Formation of South Arkansas*. Ark. Res. Devel. Comm., Div. Geology Info. Circ. 14, 1950, 19 p.
- WATERS, J. P., McFARLAND, P. W. and LEA, J. W. *Geologic Framework of Coastal Plain of Texas*. Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., v. 39, 1955, pp. 1821-1850.
- WEAVER, PAUL. *Variations in history of continental shelves*. Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., v. 34, 1950, pp. 351-360; discussion, pp. 1589-1592.
- WEAVER, PAUL. *Continental Shelf of the Gulf of Mexico*. Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., v. 35, 1951, pp. 393-398.
- WEEKS, A. W. *Balcones, Luling, and Mexia Fault Zones in Texas*. Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., v. 29, 1945, pp. 1733-1737.
- WENDLANDT, E. A. SHELBY, T. H. Jr., and BELL, J. S. *Hawkins field, Wood County, Texas*. Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., v. 30, 1946, pp. 746, 1830-1856; (abs.) Oil and Gas Jour., v. 44, no. 48, p. 101.
- WENDLANDT, E. A. and SHELBY, T. H., Jr. *Talco Oil Field, Franklin and Titus Counties, Texas*. Structure of Typical American Oil Fields, v. 3, 1948, pp. 432-451.
- WENDLANDT, E. A. *Hawkins Field, Wood County, Texas*. Univ. Tex. Pub. No. 5116, 1951, pp. 153-158.
- WILHELM, O. G. *Classification of petroleum reservoirs*. Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., v. 29, 1945, pp. 1537-1580.
- World Oil*, 1954, *Gulf Coast Issue*, v. 138, no. 7, June.
- World Oil*, 1954, *Oil and Gas Field Map of Texas*, Supplement to v. 138, no. 7, June.

UNITED STATES OF AMERICA

(ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA)

OIL AND GAS IN THE ILLINOIS AND MICHIGAN BASINS  
OF THE UNITED STATES

By ALFRED H. BELL, PAUL A. WITHERSPOON<sup>1</sup>  
and GORDON H. HAUTAU<sup>2</sup>

ABSTRACT

The Illinois and Michigan basins are major geosynclines containing significant oil and gas accumulations. In the Illinois basin (55,000 square miles in Illinois, southwestern Indiana, and western Kentucky), oil and gas are found mainly in Mississippian and Pennsylvanian formations. In the Michigan basin (35,000 square miles), practically all the oil is from Devonian carbonate rocks, whereas natural gas comes primarily from Mississippian sandstones. Petroleum accumulations occur in anticlinal structures, faulted structures, and various stratigraphic traps including sand lenses and reefs.

The cumulative crude oil production from both areas was 2,560,000,000 barrels to the end of 1955, or 4.9 percent of the United States total, and the current proportion is nearly the same. Eighty-five percent of the oil has come from the Illinois basin. Michigan has produced 300 billion cubic feet of natural gas, but in the Illinois-Indiana-Kentucky area, gas has only been of minor economic importance. Water flooding is being increasingly used as a secondary method of oil recovery in the Illinois basin and accounted for an estimated 30 percent of the total 1955 production from this area. It is estimated that more than 3 billion barrels of oil remain to be produced in the Illinois and Michigan basins.

INTRODUCTION

The Illinois and Michigan basins, which are major geosynclines, have been the source of significant amounts of petroleum in the eastern United States (Fig. 1). At the end of 1955, the cumulative oil produced in these two basins amounted to 2,560,000,000 barrels, or 4.9 percent of the United States total. This oil has come entirely from Paleozoic rocks. Natural gas also has been found in these rocks, and

<sup>1</sup> Illinois State Geological Survey, Urbana.

<sup>2</sup> Michigan Geological Survey, Lansing.



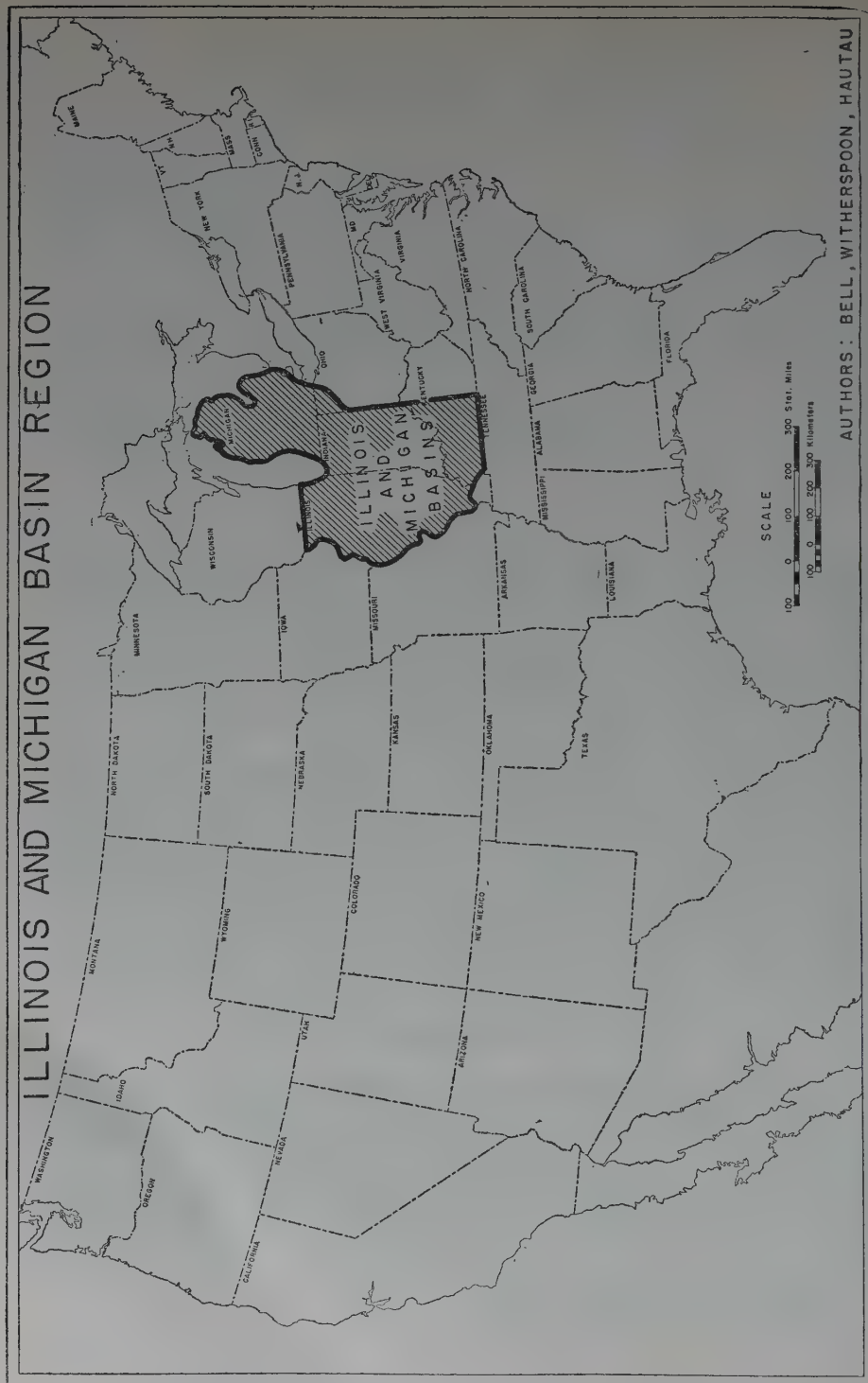


Fig. 1—Illinois and Michigan Basin Region.



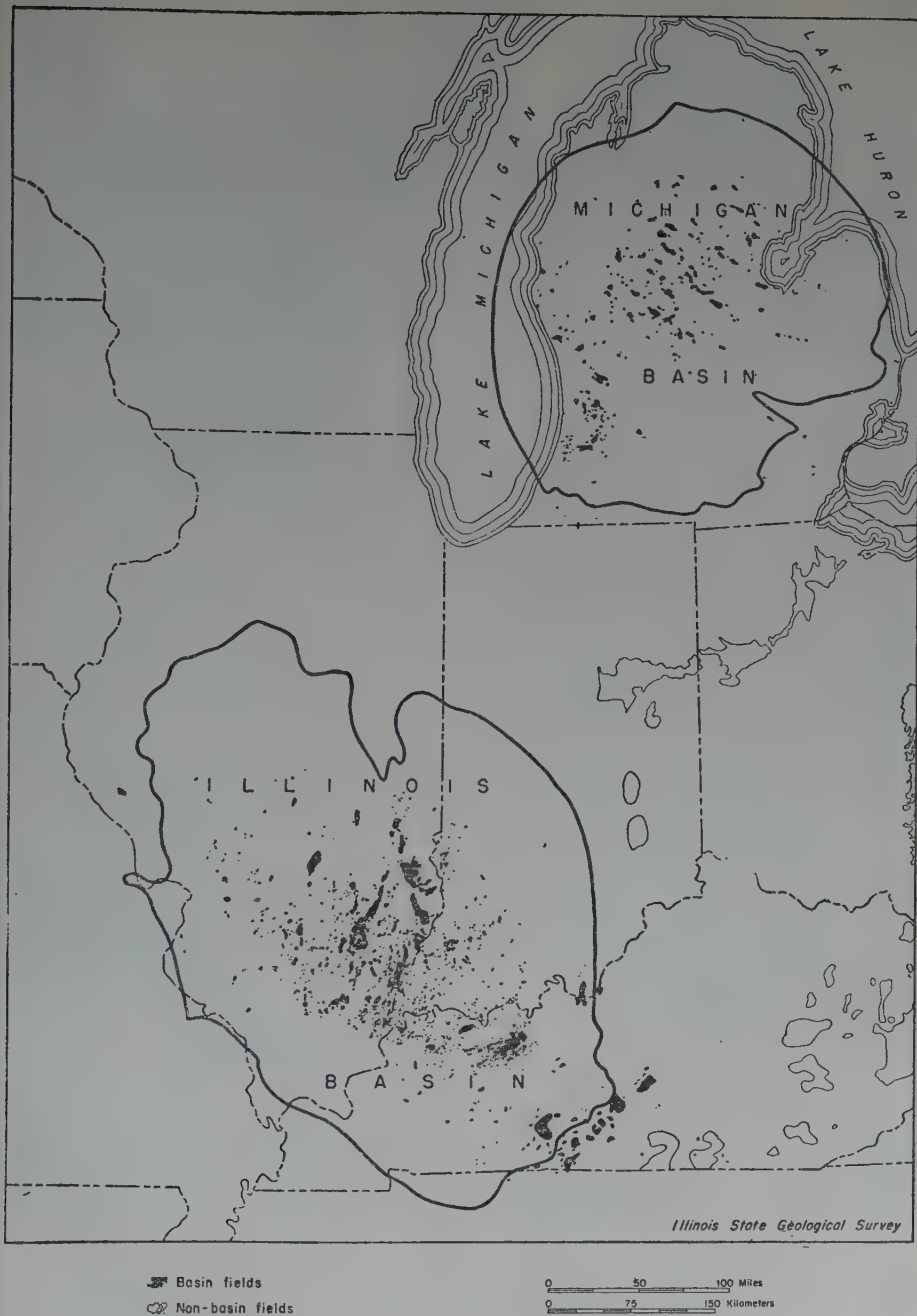


Fig. 2—Oil and Gas Producing Areas in the Illinois and Michigan Basin Region.

300 billion cubic feet had been produced in Michigan by the end of 1955. In the Illinois basin, significant quantities of gas have been produced with the oil, but gas has remained of minor economic importance. Most of this gas was originally dissolved in oil (solution gas), and although much has been used as fuel, the great bulk has been flared and wasted. Minor amounts of natural gas also are found at many points in the glacial deposits of Pleistocene age, but the pressures and volumes are generally too low to be of commercial significance.

Within the shaded area shown in Figure 1, the Illinois basin has an area of 55,000 square miles in Illinois, southwestern Indiana, and western Kentucky; the Michigan basin has an area of 35,000 square miles, all in Michigan. Thus, the two basins have a combined area of 90,000 square miles, or 3 percent of the continental United States.

Figure 2 shows the locations of oil and gas pools in the two basins. Most of the areas shown in black are oil-producing. Because of the small scale of the map, no attempt was made to distinguish the gas-producing areas. The total productive area of these pools is approximately one million acres, or about 1.7 percent of the area of the basins.

The purpose of this paper is to describe the geologic occurrence of oil and gas in this province and to review briefly the history of development. The regional geology, geologic sources of petroleum, and major tectonic features are discussed as background. The types of oil reservoirs are described for each basin and three oil fields are selected for special discussion to illustrate various types of oil occurrence. The history of field development is reviewed and future prospects are considered.

## REGIONAL GEOLOGY

### Areal Geology

A generalized geologic map of the Illinois and Michigan basin region is shown in Figure 3. This map is based on the U. S. Geological Survey Geologic Map of the United States (1932), with some modifications. For the sake of simplicity, the area of Cambrian outcrop is combined with that of Ordovician, Silurian with Devonian, and Cretaceous with Cenozoic.

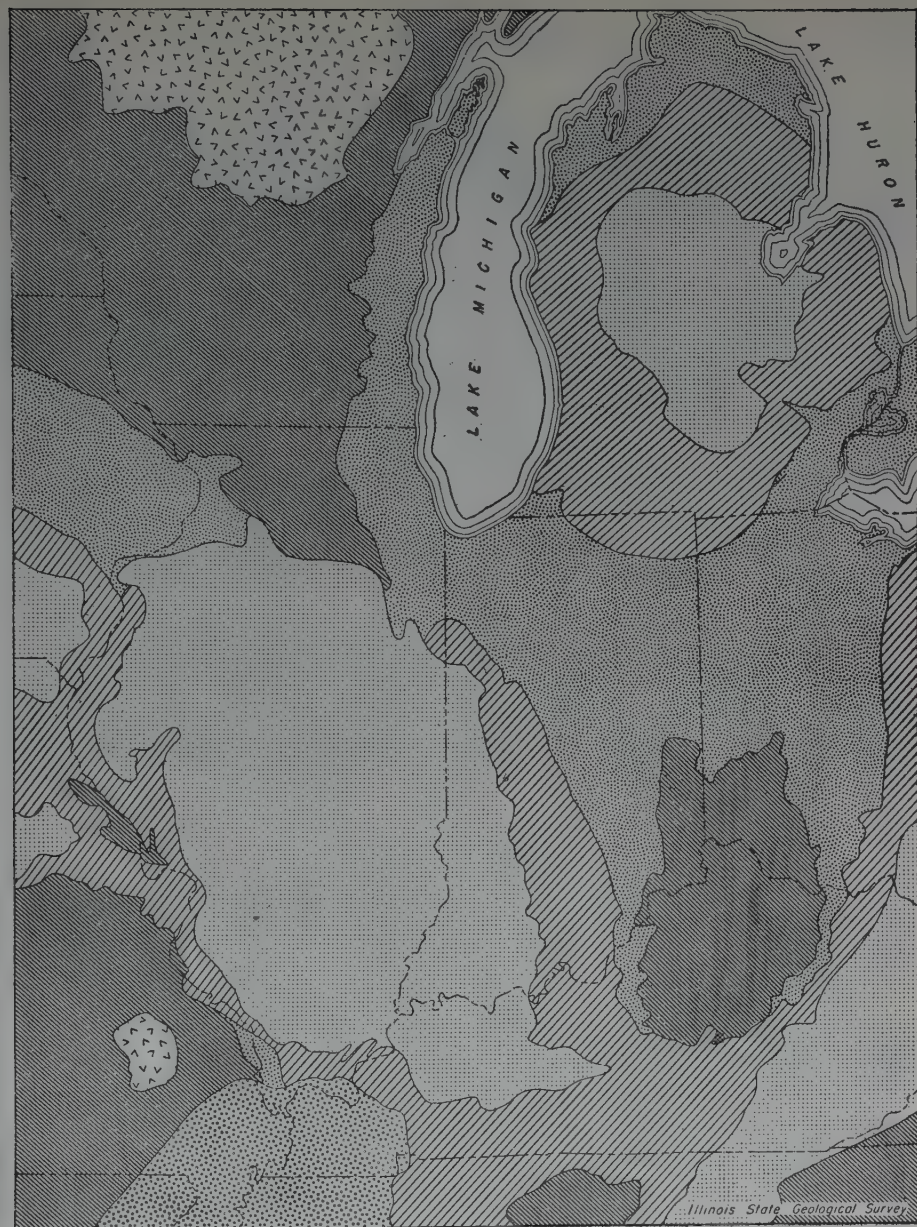


Fig. 3—Generalized Geologic Map of Illinois and Michigan Basin Region.



The presence of the Illinois and Michigan basins is clearly shown by the large areas of Pennsylvanian, the youngest Paleozoic system in the region. The Pennsylvanian areas are surrounded by more-or-less concentric bands of older rocks, especially Mississippian and Silurian-Devonian.

In contrast to the basins, the positive areas are shown by the areas of older Paleozoic and pre-Cambrian rocks. The large pre-Cambrian outcrop in Wisconsin, northwest of Lake Michigan, is a southern extension of the Canadian shield. The smaller pre-Cambrian area in Missouri, southwest of the Illinois basin, is part of the Ozark uplift. Another positive area is the Cincinnati arch to the east of the Illinois basin, in which Ordovician is the uppermost bedrock (shown as Cambrian-Ordovician in Figure 3). The Cretaceous-Cenozoic area south of the Illinois basin is the northernmost extremity of the Mississippi embayment.

In much of the area of the Illinois and Michigan basins, the bedrock is covered by glacial drift, generally ranging in thickness from 50 to 300 or more feet. Investigations of the bedrock geology are hampered by the drift deposits, but extensive drilling and geophysical work in both basins has provided much basic information on subsurface stratigraphy and structure.

### Stratigraphy

The stratigraphic succession for the Illinois and Michigan basins is shown in Tables 1 and 2 which summarize the lithology of the Paleozoic rock units.

The geologic column of the Michigan basin differs from that of the Illinois basin in that: 1) the Pennsylvanian is much thinner, having a maximum thickness of 700 feet, as compared to 2400 feet in Illinois, 2) the Mississippian has a maximum thickness of 1300 feet compared with 3400 feet in Illinois, and the Chester series is absent, 3) the combined Devonian and Silurian section is much thicker in Michigan, 8000 feet maximum, compared with 1800 feet in Illinois, and 4) thick sections of anhydrite and salt occur in both Devonian and Silurian systems in the Michigan basin but are almost nonexistent in Illinois. All thicknesses cited are approximate.

Detailed information on the stratigraphy, structure and occurrence of oil and gas in the Lower Peninsula of Michigan is given in a

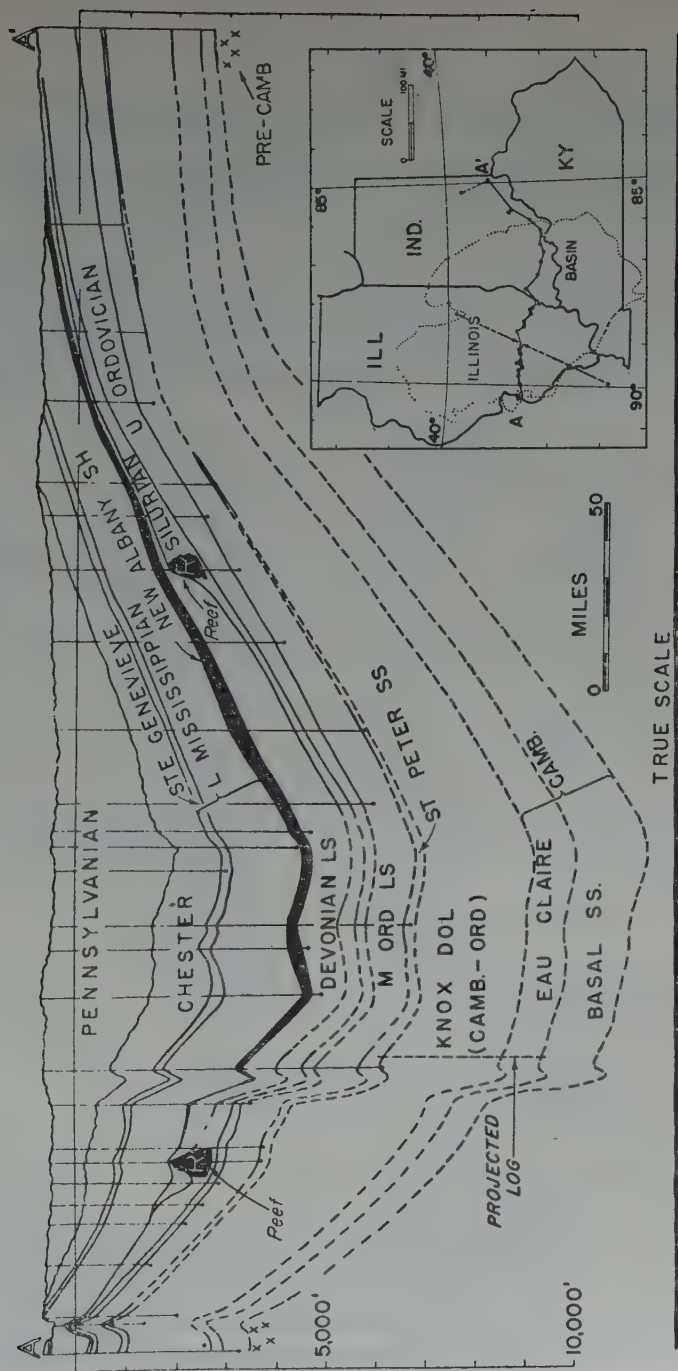


Fig. 4—East-West Cross Section of Illinois Basin (Modified after Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., Vol. 35, 1951, pp. 488).



TABLE 1  
GENERALIZED COLUMNAR SECTION OF ILLINOIS BASIN

| SYSTEM        | SERIES OR GROUP                      | LITHOLOGY                                                       |
|---------------|--------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|
| Pennsylvanian | McLeansboro                          | Shale, limestone, sandstone, clay, coal                         |
|               | Carbondale                           | Shale, sandstone, clay, limestone, coal                         |
|               | Tradewater                           | Shale, sandstone, local coal and limestone                      |
|               | Caseyville                           | Sandstone, shale, local coal                                    |
| Mississippian | Chester                              | Sandstone, shale, limestone                                     |
|               | Valmeyer                             | Limestone, gypsum, anhydrite, siltstone, local sandstone, shale |
|               | Kinderhook                           | Shale, siltstone, limestone, sandstone                          |
| Devonian      | Upper                                | Shale, limestone                                                |
|               | Middle                               | Limestone, dolomite                                             |
|               | Lower                                | Limestone, chert                                                |
| Silurian      | Niagaran                             | Dolomite, limestone                                             |
|               | Alexandrian                          | Dolomite, limestone                                             |
| Ordovician    | Cincinnatian<br>(Maquoketa)          | Shale, limestone                                                |
|               | Mohawkian<br>Galena-<br>Platteville) | Limestone, dolomite                                             |
|               | Chazyan<br>St. Peter)                | Sandstone                                                       |
|               | Prairie du Chien                     | Limestone, dolomite, sandstone                                  |
| Cambrian      | St. Croixian                         | Dolomite, limestone, sandstone, shale                           |

TABLE 2  
GENERALIZED COLUMNAR SECTION OF MICHIGAN BASIN

| SERIES<br>SYSTEM,          | GROUP OR<br>FORMATION                                                                                                  | LITHOLOGY                                                                                                                                                                                                        |
|----------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| "Permo-<br>Carboniferous   | "Red-beds"                                                                                                             | Shale, clay, sandy shale gypsum                                                                                                                                                                                  |
| Pennsylvanian              | Grand River<br>Saginaw                                                                                                 | Sandstone, sandy shale<br>Shale, sandstone, limestone, coal                                                                                                                                                      |
| Mississippian              | Bay Port<br><br>Michigan<br>"Michigan Stray"<br>Marshall<br>Coldwater<br>Sunbury,<br>Berea-Bedford<br>Ellsworth-Antrim | Limestone, sandy or cherty limestone,<br>sandstone<br>Shale, gypsum, anhydrite, sandstone<br>Sandstone<br>Sandstone, sandy shale<br>Shale, sandstone, limestone<br>Shale<br>Sandstone, shale<br>Shale, limestone |
| Devonian                   | Traverse<br>Bell<br>Rogers City-Dundee<br>Detroit River<br>Sylvania<br>Bois Blanc                                      | Limestone, shale<br>Shale, limestone<br>Limestone<br>Dolomite, limestone, salt, anhydrite<br>Sandstone, sandy dolomite<br>Dolomite, cherty dolomite                                                              |
| Silurian                   | Bass Island<br>Salina<br>Niagaran                                                                                      | Dolomite<br>Salt, dolomite, shale, anhydrite<br>Dolomite, limestone, shale                                                                                                                                       |
| Ordovician                 | Cincinnatian<br>Trenton-Black River<br>St. Peter                                                                       | Shale, limestone<br>Limestone, dolomite<br>Sandstone                                                                                                                                                             |
| Ozarkian<br>or<br>Canadian | Prairie du Chien<br>Hermansville                                                                                       | Dolomite, shale<br>Dolomite, sandy dolomite, sandstone                                                                                                                                                           |
| Cambrian                   | Lake Superior                                                                                                          | Sandstone                                                                                                                                                                                                        |

series of preliminary charts and maps by Cohee and others (1944-1951).

A generalized east-west cross section of the Illinois basin is given in Figure 4. The vertical exaggeration is approximately 70 to 1. Thicknesses of the rock systems in the upper part of the column are well established, but those of older age are not definitely known because of a lack of deep wells in the central part of the basin. As shown on the index map, the thicknesses of rocks older than the St. Peter sandstone (middle Ordovician) were based upon two wells located at some distance from the line of the cross section. The general thinning of the various rock formations toward the margins of the basin is well shown. The two Silurian reefs indicated were formed in shallow shelf areas.

### Geological Sources of Oil and Gas

The amounts of oil produced to date are shown in Table 3 by geologic systems and by some subdivisions of systems. For the two areas together, about two-thirds of the total oil is from the Mississippian, about one-fifth from the Devonian, about one-eighth from the Pennsylvanian, and lesser amounts from the Silurian and Ordovician. In the Michigan basin 99 percent of the oil is from Devonian carbonate rocks. In the Illinois basin probably two-thirds of the oil is from sandstones and one-third from carbonate rocks. The natural gas produced to date in Michigan, amounting to 300 billion cubic feet, has come primarily from Mississippian sandstones.

### Structural Geology

The presence of Cambrian rocks in the Illinois and Michigan basins is evidence that downwarping in these areas must have begun at some time prior to the Paleozoic era. According to Newcombe (1932, p. 65), the origin of the Michigan basin occurred a long time prior to this era, but he states that continued sinking by addition of clastics was apparently accelerated in the Paleozoic. As a result of this continued downwarping, the rock formations are thickest in the central part of the basin and thin out in all directions. There does not appear to be any one particular time at which the greater part of this structure was developed.

TABLE 3

## SOURCES OF OIL PRODUCTION IN THE ILLINOIS AND MICHIGAN BASINS

## A. ILLINOIS BASIN

## Cumulative Oil Production (Jan. 1, 1956)

| System        | Thousands of Barrels | Percent |
|---------------|----------------------|---------|
| Pennsylvanian | 343,614              | 15.8    |
| Mississippian |                      |         |
| Chester       | 1,143,932            | 52.6    |
| Valmeyer      | 521,946              | 24.0    |
| Devonian      | 119,612              | 5.5     |
| Silurian      | 32,622               | 1.5     |
| Ordovician    | 13,049               | 0.6     |
|               | <hr/>                | <hr/>   |
|               | 2,174,775            | 100.0   |

## B. MICHIGAN BASIN

## Cumulative Oil Production (Jan. 1, 1956)

| System             | Thousands of Barrels | Percent |
|--------------------|----------------------|---------|
| Mississippian      | 2,111                | 0.5     |
| Devonian           |                      |         |
| Traverse           | 79,517               | 20.7    |
| Rogers City-Dundee | 282,593              | 73.0    |
| Detroit River      | 20,014               | 5.2     |
| Silurian           | 54                   | —       |
| Ordovician         | 842                  | 0.2     |
|                    | <hr/>                | <hr/>   |
|                    | 385,131              | 100.0   |

## C. ILLINOIS AND MICHIGAN BASINS

## Cumulative Oil Production (Jan. 1, 1956)

| System        | Thousands of Barrels | Percent |
|---------------|----------------------|---------|
| Pennsylvanian | 343,614              | 13.4    |
| Mississippian | 1,667,989            | 65.2    |
| Devonian      | 501,736              | 19.6    |
| Silurian      | 32,676               | 1.3     |
| Ordovician    | 13,891               | 0.5     |
|               | <hr/>                | <hr/>   |
|               | 2,559,906            | 100.0   |

The Illinois basin differs from the Michigan basin in that the formations do not thin out in all directions from the central part. The formations actually thicken to the south, and Weller (1936, p. 4) interpreted this as an indication that the Illinois basin was for a long time only the northern part of a much larger basin that extended an unknown distance southward down the present Mississippi Valley.

As a result of the relative downward movement of the central parts of both basins, positive areas were developed around their perimeters, as shown in Figure 5. The general outline and configuration of each basin are shown by structural contours on top of the Devonian limestone. It will be seen from these contours that the Illinois basin is substantially larger and deeper than the Michigan basin. In outline, the Michigan basin is nearly circular, whereas the Illinois basin is slightly elongate. The Kankakee arch presumably has separated the two basins since Silurian time because no rocks younger than Silurian occur along the crest of this arch.

A major structural feature of the Illinois basin is shown by the LaSalle anticlinal belt, which trends directly into the basin from the north. A series of anticlinal structures that began to form at the end of the Mississippian period make up this belt. Further folding of these structures occurred during Pennsylvanian and post-Pennsylvanian times. As will be discussed later, the LaSalle anticlinal belt has played an important part in the accumulation of oil in the Illinois basin.

A major unconformity, at the base of the Pennsylvanian system, cuts across and overlaps about 3,000 feet of strata (Weller and Bell, 1937, p. 6; Weller, et al, 1945). As a result, the age of rocks immediately underlying the Pennsylvanian ranges from youngest Mississippian in southern Illinois to Ordovician at the northern boundary of the Pennsylvanian (Fig. 3).

Another important structural feature of the Illinois basin is the extensive system of faults in the southern part (Fig. 5). Although some of these faults may be pre-Pennsylvanian in age, most are believed to have been formed in post-Pennsylvanian time (Weller, 1940, p. 49). In the Mississippi embayment area, the faults are covered by Cretaceous beds not known to be faulted (Stonehouse and Wilson, 1955, p. 2). The faults apparently have played an important part in the accumulation of oil in the Illinois basin, because reference to Figures 2 and 5 will reveal that significantly fewer oil fields have been found



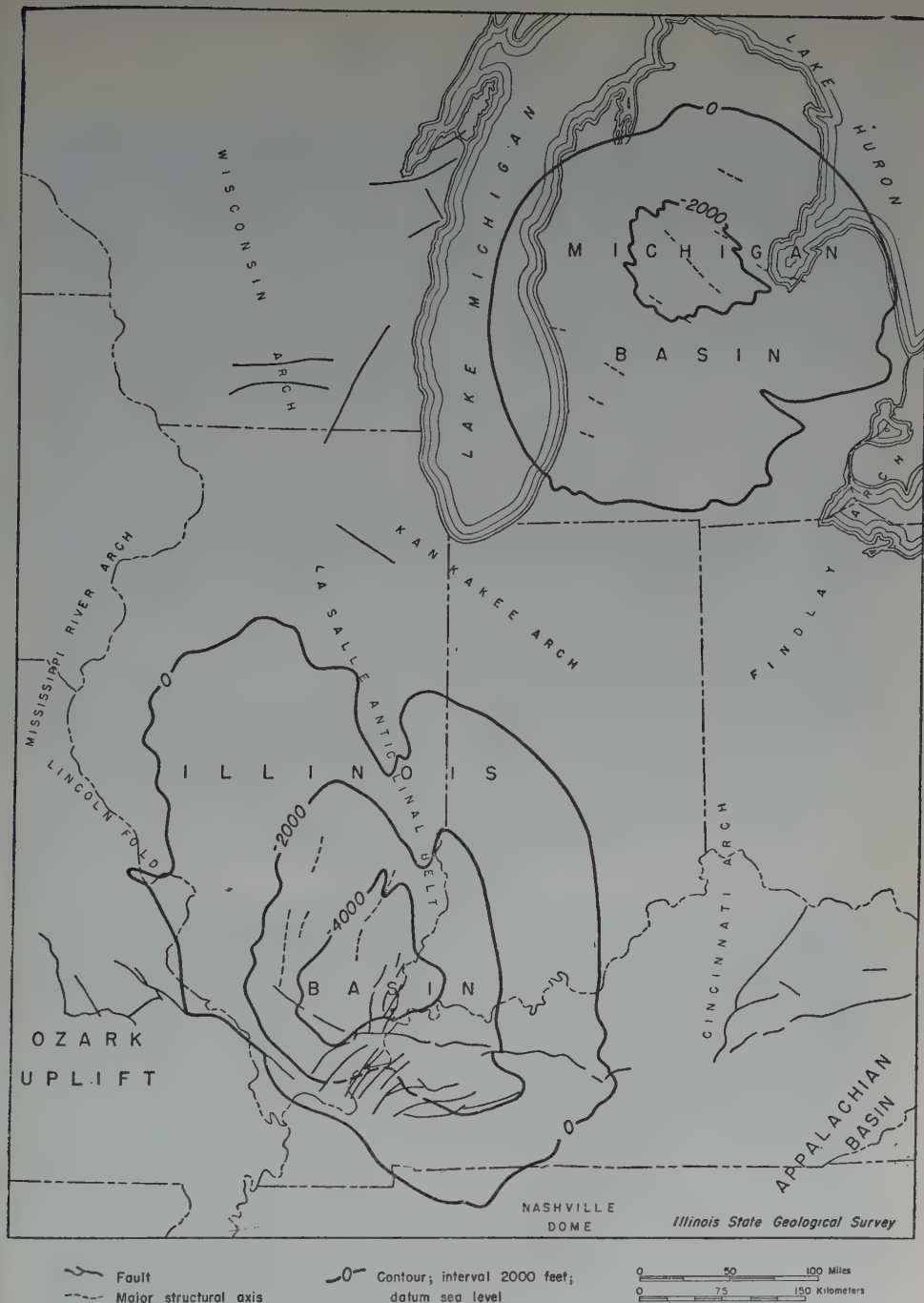


Fig. 5—Major Structural Features of Illinois and Michigan Basin Region.

south of the long line of east-west faults that extend from southern Illinois into western Kentucky. This is known as the Cottage Grove-Shawneetown-Rough Creek fault zone.

The Howell anticline in southeastern Michigan is one of the most prominent structural features of the Michigan basin. Its presence is indicated by the sharp flexure in the zero contour line in Figure 5. Based on the structure at the top of the Berea formation (lower Mississippian), Newcombe (1932, p. 209) states, "The fold is a northwest plunging asymmetrical anticline with dips on the northeast flank averaging 100 to 120 feet per mile and on the southwest flank from 300 to 560 feet per mile. The southwest side of the structure is apparently faulted".

Within each basin there are many minor structural features that have also been important in the accumulation of oil. Some of the more prominent anticlinal axes in both areas are indicated in Figure 5. It is of interest to note that most of the axes in the Michigan basin trend northwest-southeast, whereas those in the Illinois basin trend nearly north-south. Newcombe (1932, p. 125) ascribed the preponderant northwest-southeast direction of the structural axes in the Michigan basin to tectonic movements caused by compressive forces acting from the northeast against the Wisconsin land mass and its southeast extension in the region of the Kankakee arch.

## THE OIL AND GAS RESERVOIRS

### General

The oil and gas reservoirs of the Illinois and Michigan basins are structural and stratigraphic in origin, but the structural factor predominates in most of the larger known reservoirs and in many of the smaller ones. The 20 largest oil fields in Illinois, all located on anticlines, had produced 1,527,000,000 barrels, or 83 percent of the State total of 1,835,000,000 barrels to the end of 1955. Probably 90 percent of all the oil produced in the Illinois and Michigan basin region is from anticlinal reservoirs. The remaining 10 percent is from stratigraphic traps of various types, and many of these are located near anticlinal structures.

The larger anticlines of both the Illinois and Michigan basins were probably formed by compressive stresses which acted at right

angles to their axes. Some anticlinal structures were probably formed by differential compaction over reefs or sand bodies present at greater depth (Brownfield, 1954, p. 15). Stratigraphic traps of various types are present; among them are 1) "shoestring" sands thought to be offshore bars (Rich, 1916; Swann, 1951), 2) bioherms, or reefs (Lowenstam and Dubois, 1946; Lowenstam, 1948 and 1949), 3) porous rock pinch-outs against the flanks of anticlines 4) porous rock pinch-outs beneath an unconformity, 5) dolomitic porous zones within limestone bodies (Landes, 1948).

### *Michigan Basin.*

The Michigan Stray-Upper Marshall sandstones (Mississippian) have been the most important natural-gas producing strata in the central part of the Michigan basin. Some oil has also been found in these formations. The sands frequently occur as a series of lenses or bars separated by thin interfingering beds of shale or dolomite. The gas accumulations occur, for the most part, in anticlines with the cleanest and thickest pay sections over the highest part of the structure. Eleven of these reservoirs are now being used for gas storage purposes to absorb excess pipeline volumes in the summer months and save such volume for the peak demands that occur in the winter months.

Because the Devonian system is the principal source of oil in the Michigan basin, we have selected the Devonian reservoirs for special discussion.

The Traverse limestone reservoirs of Michigan have produced 21 percent of the cumulative oil production to January 1, 1956, with gas as an important by-product in several west Michigan oil fields. The Traverse has been the major producing formation throughout southwestern and western Michigan. Reef-building organisms appear to have played an important part in the origin of primary porosity in many Traverse reservoirs. Secondary porosity development may have been associated with minor unconformities and exposure to downward-percolating ground waters. Secondary dolomitization of the limestone is present in some of the better pay sections. Reservoirs may occur as narrow elongated or small symmetrical biohermal reefs and as lenticular sheet porosity of considerable areal extent surrounded by impermeable limestone. Anticlinal accumulations are present in areas where sheet porosity has been developed, whereas irregular small

biohermal reservoirs occur frequently throughout the general producing area. Spotty Traverse production of the latter type is present in many of the Dundee fields in the central basin area.

The Rogers City-Dundee ranks first among the oil-producing formations, having produced 73 percent of the state's total oil production as of January 1, 1956. The fields in this formation may be subdivided into groups related to regional location, structure, type of porosity development, and position of pays in the section.

Anticlinal fields with localized sheet porosity are present on the eastern side of the basin in several zones within the Dundee limestone section. The localization of porosity suggests it may have been formed over broad anticlinal flexures during periods of minor structural disturbance and partial emergence during Dundee deposition. This type of porosity is best developed at the top of the Dundee member.

Several oil fields with an unusual complex regional system of well-developed fracture porosity in narrow, almost vertical lenses are also present in eastern Michigan. The porosity development is believed to be associated with fracturing and minor faulting in post-Rogers City time. The fracture system, which apparently penetrates the entire Rogers City-Dundee section in some areas, supplied channels for fluid movement and caused concentration of dolomitizing waters. These fields have effective bottom-water drives and the wells show very high potentials. An example of this unusual type of reservoir is the Deep River field described below.

In the central basin area, a number of anticlinal pools show continuous dolomitic porosity extending upward from the Dundee into the overlying Rogers City limestone. Dolomitization is best developed over strong anticlinal features and, because the fields are connected to an extensive regional aquifer in the Dundee, they have effective bottom-water drives.

In western Michigan, the Rogers City limestone seems to be separated from the Dundee by anhydrite, and a group of anticlinal fields show sheet porosity developed in the Dundee below this anhydrite member. These fields have effective water drives because the reservoirs seem to be connected laterally with the regional Dundee aquifer of the central basin. Above the anhydrite member, a number of fields have shown localized sheet porosity development in the Rogers City limestone.



These latter fields have either a limited edge-water drive or show no appreciable water drive.

The Detroit River formation is the third-ranking oil-producing formation in Michigan and has produced approximately 5 percent of the state's cumulative oil production as of January, 1, 1956. The Detroit River pays are often primary dolomites of low permeability occurring as a series of thin pay lenses separated by anhydrites and impermeable limestones. The zones of higher permeability also exhibit lenticularity. The fields are solution-gas-drive reservoirs with little or no water drive, and the wells have low initial producing rates and relatively long producing lives. Some dolomitic sand pays have been encountered in at least two fields. All the major Detroit River fields currently developed or under development are associated with major anticlinal structures and cover considerable areas. Flank porosity is frequently better developed than the porosity in the structurally higher areas.

### *Illinois Basin*

More than one-half of the oil produced in the Illinois basin is from the Chester series (upper Mississippian), which contains 13 oil-bearing formations of greatly different productivity. The productive areas and amount of oil produced increase downward, and the three largest producing formations are the Cypress, Benoist, and Aux Vases sandstones in the lower part of the Chester. Most of the production is from depths of two to three thousand feet and is found on anticlinal structures. Some of the higher Chester formations, notably the Hardinsburg and Tar Springs sandstones, also produce from anticlines, some of which are faulted. An outstanding example of anticlinal oil accumulation is the Salem field, which is discussed below.

The most prominent structural feature of the Illinois basin is the LaSalle anticlinal belt. This structure plunges in a south-southeast direction from northern Illinois into the basin for a distance of more than 200 miles, apparently terminating near the Wabash River on the Indiana state line (Fig. 5). It is not a continuous fold but is rather a series of en echelon folds, some of which cross the principal axis of the LaSalle anticlinal belt and trend south-southwest (Mylius, 1927, pl. XXI).



The Southeastern Illinois oil field, consisting of nearly a continuous line of pools, lies along the southern part of the LaSalle anticlinal belt for a distance of about 75 miles (compare Figs. 2 and 5). This field, which was discovered in 1904, had produced more than half a billion barrels of oil to the end of 1955. Some of the pools, for example Westfield, Siggins, and Martinsville, show a close relation between structure and the productive area, whereas others, especially those of Crawford County, are related to a sand-shale facies condition.

The Waltersburg sandstone in the middle part of the Chester is noteworthy for producing from lenticular sand bodies that were depositional features. One of these occurrences is described below.

The first known occurrence of oil in a biohermal reef was the Marine pool, Madison County, Illinois, discovered in 1943 (Lowenstam and DuBois, 1946). This was also the first Silurian production to be found in Illinois. Since then about a dozen more bioherm pools have been developed, and some of the older oil fields formerly thought to be on normal anticlinal structures are now believed to be on reefs, e.g., the Sandoval pool, Marion County, discovered in 1909.

Another type of oil reservoir to be developed in recent years seems to be due to the termination of porous beds beneath the unconformity and to the development of local porosity just below the unconformity at the base of the New Albany shale (Fig. 4). About a dozen small pools of this type have been discovered in the past 2 or 3 years in the Decatur-Mt. Auburn-Springfield area, which is at the northwestern margin of the main oil-producing region of the Illinois basin. An Illinois Geological Survey report describing these fields is in press.

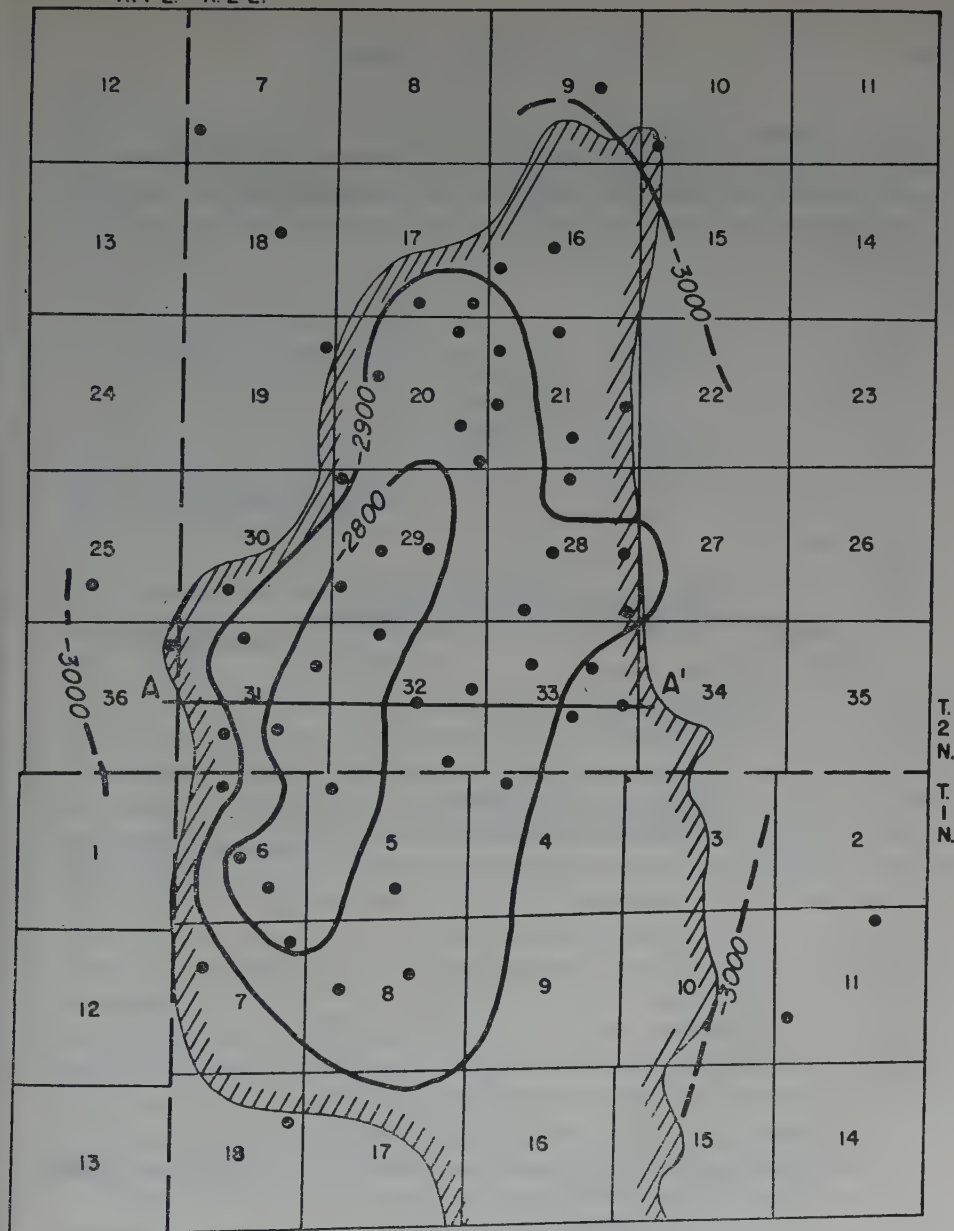
### Three Examples of Reservoirs

#### *Salem Field, Marion County, Illinois*

The Salem<sup>3</sup> oil field was discovered in 1938. It has about 2000 producing wells in an area of 10,200 acres and to the end of 1955 had produced approximately 237 million barrels of oil, which is more than any field in the Illinois basin except the Southeastern Illinois field. It has had the highest yield per acre - approximately 23,000 barrels - of any field in the Illinois and Michigan basins.

<sup>3</sup> In 1954 the Salem and Dix fields were joined to form Salem Consolidated. This discussion is confined to the area of the original Salem field.

R. 1 E. R. 2 E.



• Datum point

-2800- Contour; interval 100 feet;  
datum sea level

Oil productive area

0 1 Mile

0 1 Kilometer

Fig. 6—Structure Map of Salem Oil Field, Marion County, Illinois. Contours on Top of Devonian Limestone.

The Salem field is an outstanding example of the anticlinal accumulations of oil. Arnold (1939, p. 1366) states that the closure mapped on the top of the Benoist sand is more than 200 feet. A structure contour map on the top of the Devonian limestone is shown in Figure

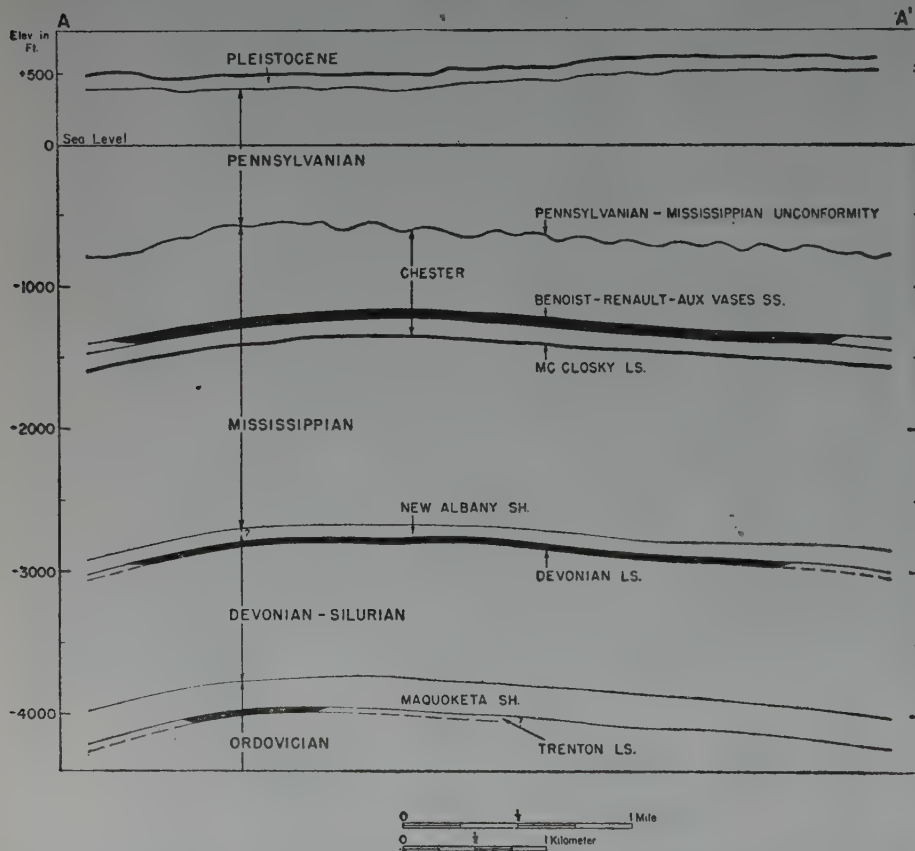


Fig. 7—East-West Cross Section of Salem Oil Field Showing Principal Oil Zones in Black. See Figure 6 for Location.

6. The structure is asymmetric with a steeper dip on the western flank. This is also shown by the east-west cross section on Figure 7. The cross section shows the principal productive zones: Benoist-Renault-Aux Vases sandstones, McClosky oolitic limestone, Devonian limestone, and

Trenton limestone. The St. Louis and Salem limestones (not shown) below the McClosky have also yielded some oil. The vertical exaggeration is 3.3 times, and this illustrates the gentleness of even the steepest dip in this anticline, which is one of the major anticlines in Illinois. The lateral extent of oil production is greatest for the Benoist sandstone, which is the shallowest reservoir. The extent of production for the several reservoirs becomes progressively less with depth, down to the Trenton at approximately 4500 feet.

The Salem field is typical of many oil fields of the Illinois basin in having multiple pay zones. The productive area of Illinois fields having at least three pays is estimated to be one-fourth of the total productive area and that having at least two pays is estimated to be one-half of the total.

*Waltersburg Sandstone Production* (in parts of White, Gallatin, and Saline Counties, Illinois).

An estimated 100 million barrels of oil recoverable by primary production methods had been discovered in the Waltersburg sandstone of the Illinois basin up to January 1956 (cf. Swann, 1951, p. 2561.) In the Roland-Herald-Storms area of White and Gallatin counties, Illinois, the sandstone occurs in a long narrow lens, 16 miles long, 2 miles wide, and as much as 60 feet thick in several spots (Fig. 8). Swann (1951, p. 2575) states, "It seems to be composed of a number of smaller bar-like lenses of the same general shape and orientation as the entire complex. Some of these smaller lenses overlap each other, but others are entirely separate". These lenses of Waltersburg sandstone are interpreted as offshore bars.

Up to the end of 1955, the Roland, Storms, and Herald pools, which were discovered in 1939 and 1940, had together produced about 42 million barrels of oil, much of which came from the Waltersburg sandstone. Other pays are also present in these pools and no separate figure for Waltersburg production is available.

Late in 1954, oil production was discovered in a southwestern extension of the Waltersburg sandstone lens shown in Figure 8. This was in the Eldorado Consolidated pool of Saline County. About 120 wells were drilled in this pool during 1955, and a total of more than four million barrels was produced to the end of 1955, of which three and one-half million came from the Waltersburg.

### *Deep River Field, Arenac County, Michigan*

An example of an oil reservoir in which the porosity was produced by and during dolomitization and which may be local in extent and with-

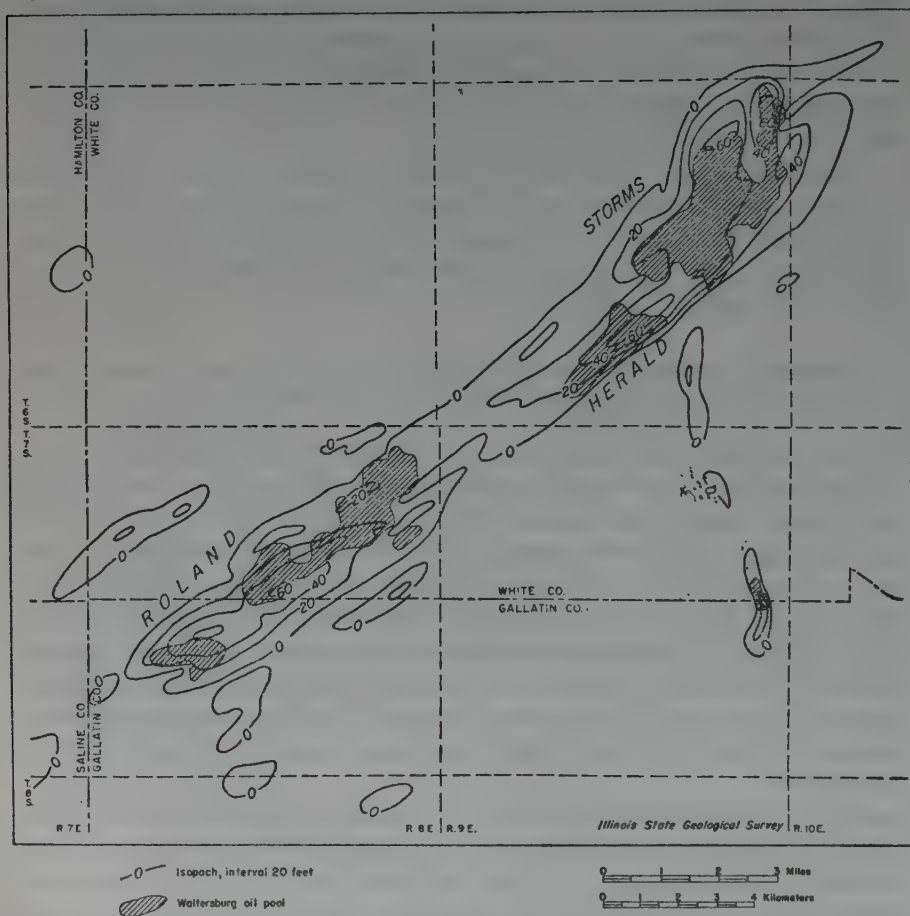


Fig. 8—Oil Productive Areas in Waltersburg Sandstone Lens, White County, Illinois. Contours show thickness of permeable sandstone in Waltersburg formation. (Modified after Swann, 1951).

out any structural relationship has been described by Landes (1948 and 1951). Following is our summary of Landes' description.

The Deep River pool in Arenac County, Michigan, was discovered December 30, 1943, and had produced 23 million barrels of oil to



the end of 1955. Up to 1948, 150 wells had been drilled, over one-third of which were failures (Fig. 9A). This was due to the narrow width of the producing area. As shown by Figure 9A, there is no relationship between oil accumulation and structure. Normally the Rogers City formation is limestone, but in the Deep River oil pool, it is a porous dolomite. The unsuccessful wells failed to find oil, porosity, or dolomite. Where the limestone has been dolomitized, it is porous and oil-bearing. In the hypothetical cross section (Fig. 9B), it has been assumed that the dolomitized zone is vertical or nearly so because none of the bore holes, regardless of depth, has passed through this zone. It is suggested that the localized porosity has been the result of an excess of solution over precipitation by dolomitizing solutions passing along a vertical fissure through the Rogers City formation. The general area of Rogers City-Dundee production is shown in Figure 9C, and at least four other fields having reservoir conditions similar to those of Deep River have been found in the eastern part of this area.

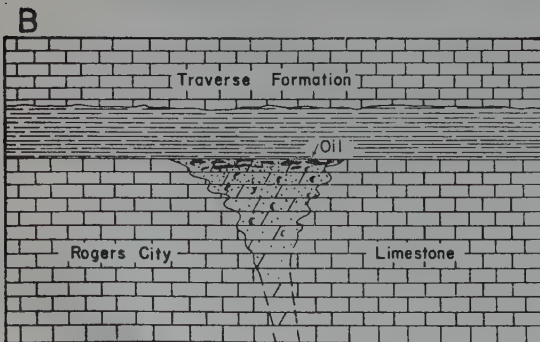
#### DEVELOPMENT OF OIL AND GAS PRODUCTION

From the historical standpoint, the development of oil and gas production in the Illinois and Michigan basins (Fig. 2) has been spread over almost a century, although significant commercial production has occurred only in the past fifty years. A succession of sporadic periods of intensive drilling followed by lulls in activity have occurred at least three times.

Jillson (1919, p. 7) reports that, in the latter part of the 1860's, a wave of prospecting shortly after the Civil War (1861-1865) found commercial oil production in several counties in Kentucky. Some of these early operations were in the fields that are shown in black near the Kentucky-Tennessee border at the southeastern tip of the Illinois basin (Fig. 2). The zero, or sea-level, contour on top of the Devonian limestone passes through these fields (Fig. 5), and production of crude oil was found at shallow depths of a few hundred feet in this formation. Thus, these early discoveries rank with the pioneer developments of Colonel Drake at Titusville, Pennsylvania, in 1859. Indeed, Jillson (1919), pp. 3-5) states that, as a result of prospecting for salt deposits just 50 to 75 miles east of this area, oil was accidentally discovered at one place in 1819



- Oil well
- + Dry hole
- 2000— Contour; interval 10 feet;  
datum sea level



- Limestone
- Shale
- Dolomite
- Porosity



Fig. 9—Deep River Oil Field, Arenac County, Michigan. A. Pool Outline and Structure on Base of Traverse Formation (after Landes, 1948). B. Hypothetical Cross Section (after Landes, 1951). C. Location of Deep River Field within Rogers City-Dundee Producing Area.

and in another in 1828. Developments in later years have resulted in a number of small non-basin oil fields, whose general location is shown in Figure 2 by the area outlines just north of the Tennessee state line.

In the 1880's, minor amounts of oil were discovered at various points in the Illinois and Michigan basins. Worthen (1883, pp. 37-38) reports very small volumes of commercial oil production from shallow Pennsylvanian formations in the Litchfield pool of Montgomery County, Illinois, in the western part of the Illinois basin. Arnold and Kemnitzer (1931, p. 318) state that commercial production was obtained in southwestern Indiana as early as 1889. According to Landes (1951, p. 369), oil was first discovered in the Michigan basin at Port Huron in 1886. For lack of transportation and refinery facilities, however, these early scattered discoveries produced little more than a few barrels of a curious new "rock oil", which was regarded more or less as an oddity.

Gas was discovered in northwestern Ohio in 1884 and oil in 1886, in what soon became the Lima-Indiana field, for several years the most productive oil area in the United States. As shown on Figure 2, this field extends for a length of 160 miles from northeastern Indiana into northwestern Ohio and lies partly along the north flank of the Findlay arch (Fig. 5).

Oil production has been limited to irregularly distributed dolomitization porosity. Carman and Stout (1934, p. 528) state that, "There is a very close correlation between the dolomitic composition and the oil production. A magnesium carbonate content of at least 20 percent is necessary for production and the best production is found where the rock is a true dolomite". They state that outside the productive areas, the Trenton, which is the producing formation in the Lima-Indiana field, is not porous and is limestone in composition. Most of the production is related to monoclines, terraces, faults, etc., which locally modify the simple gentle dips of the Findlay arch (Carman and Stout, 1934, p. 526).

Although this field is not in either basin, it cannot be overlooked because of its importance to the early petroleum industry in the United States. In 1896, a peak oil production of 25,256,000 barrels was reached, or 41 percent of the nation's total output for that year. In 1904, the production reached a second peak of 24,689,000 barrels, or 21 percent of the total production for the United States. Arnold

and Kemnitzer (1931, p. 234) report a cumulative oil recovery of 473,587,000 barrels by the end of 1930 from 79,729 oil wells drilled on 1,116 square miles, or approximately 714,000 acres. They state that an additional 404 square miles, or approximately 256,000 acres, were productive of gas only.

The success with which the anticlinal theory of oil accumulation had been applied in the eastern fields of the Appalachian region was probably the principal reason why the LaSalle anticlinal belt of the Illinois basin was tested for oil with several wells as early as 1865 (Blatchley, W. S., 1906, p. 13). These wells were drilled with cable-tools and, unfortunately, no casing was used. Consequently, water from shallow sands filled the bore hole preventing any production of oil, although the wells were within the productive area of the Westfield pool of Clark County, Illinois.

Enough oil shows were found, however, to stimulate new drilling, and in 1904 one gas well and one oil well were successfully completed in the Westfield pool. This was the first commercial oil production along the LaSalle anticlinal belt. R. S. Blatchley (1913, p. 14) reports that in 1905, "about 100 square miles of territory was (sic) being drilled. Of this, about 60 square miles were eventually found productive. . . . at depths of between 400 and 600 feet." These early oil fields found production in Pennsylvanian sandstones and Mississippian limestones.

Peak drilling was reached in 1907, when 4,988 wells were completed, of which 4,260 were oil productive (Arnold and Kemnitzer, 1931, p. 288). A record of oil production by years for Illinois is included in Table 4. From 1904 through 1936, most of the successful drilling was along the LaSalle anticlinal belt, and the production figures shown for Illinois on Table 4 are almost entirely for the Southeastern Illinois oil field. By 1928, 23,636 oil wells had been successfully completed, of which 17,480 were still operating on 115,545 productive acres. (Arnold and Kemnitzer, 1931, pp. 287-188). The cumulative oil production in this field by the end of 1955 was . . . 510,971,000 barrels from 154,300 acres, or an average yield of 3,300 barrels per acre. This field is currently increasing in oil production as a result of deeper production and extensive secondary recovery operations using water injection.



The successes in Illinois naturally stimulated exploration just across the line in Indiana and later in Kentucky. Table 4 reflects the rate of oil production for the parts of these states that are within the Illinois basin. Oil production by years for all of the Illinois basin is shown graphically on Figure 10. It may be noted that, after the period of flush production, the basin approached a stabilized rate of about 10 million barrels per year from 1923 through 1936. The slight increase in oil production during the period 1928 through 1930 was the result of the discovery of oil fields in the Owensboro district of western Kentucky, about 25 miles south of the Indiana state line.

Although oil was discovered in the Michigan basin at Port Huron in 1886, the first commercial production of oil began in the Saginaw field, Saginaw County, in the eastern part of the basin in 1925. This was followed on the western side of the basin by the discovery in 1927 of the large Muskegon field, which produced substantial amounts of oil and gas near the shore of Lake Michigan. Subsequently, there was rapid and widespread drilling and development throughout the basin. The success of these operations may be judged by the rapid increases in oil production shown on Table 4 and Figure 10. The peak annual crude oil production of 23,462,000 barrels was reached in 1939. By the end of 1955, the Michigan basin had produced 385,131,000 barrels from approximately 138,000 productive acres, or an average of 2,790 barrels per acre. As mentioned previously, 99 percent of this oil production has come from Devonian carbonate rocks. Significant amounts of natural gas were first discovered in 1927 and, as shown on Table 4, the cumulative gas production by the end of 1955 was 301,450,000,000 cubic feet. Practically all of this gas has come from Mississippian sandstones, although a small amount has been found in Silurian and Trenton formations.

The discovery of oil in the Mt. Pleasant field in 1928 on an anticlinal fold in the center of the Michigan basin was highly significant. This structure was originally found by drilling for brine, and the oil production was later discovered by the Pure Oil Company. Bell (1941, p. 777) states, "It took the jolt of that company's discovery of oil at Mt. Pleasant in the center of the Michigan Basin in 1928 to cause geologists elsewhere to consider seriously the oil possibilities of the (central part of the) Illinois basin". The thinking of oil geologists in regard to the prospects for oil in this area prior to this time is typi-



TABLE 4  
OIL AND GAS PRODUCTION BY YEARS

|      | Illinois Basin Oil Production      |                                                |                                                 |             | Michigan Basin                              |                                               |
|------|------------------------------------|------------------------------------------------|-------------------------------------------------|-------------|---------------------------------------------|-----------------------------------------------|
|      | Illinois<br>(Thousands of Barrels) | Indiana <sup>1</sup><br>(Thousands of Barrels) | Kentucky <sup>2</sup><br>(Thousands of Barrels) | Total Basin | Oil<br>Production<br>(Thousands of Barrels) | Gas<br>Production<br>(Millions of Cubic Feet) |
| 1905 | 181                                | 9                                              |                                                 | 190         |                                             |                                               |
| 1906 | 4,397                              | 8                                              |                                                 | 4,405       |                                             |                                               |
| 1907 | 24,282                             | 9                                              |                                                 | 24,291      |                                             |                                               |
| 1908 | 33,686                             | 8                                              |                                                 | 33,694      |                                             |                                               |
| 1909 | 30,898                             | 210                                            | 6                                               | 31,114      |                                             |                                               |
| 1910 | 33,143                             | 960                                            | 5                                               | 34,108      |                                             |                                               |
| 1911 | 31,317                             | 845                                            | 5                                               | 32,167      |                                             |                                               |
| 1912 | 28,601                             | 520                                            | 6                                               | 29,127      |                                             |                                               |
| 1913 | 23,894                             | 606                                            | 11                                              | 24,511      |                                             |                                               |
| 1914 | 21,920                             | 961                                            | 20                                              | 22,901      |                                             |                                               |
| 1915 | 19,042                             | 576                                            | 15                                              | 19,633      |                                             |                                               |
| 1916 | 17,714                             | 494                                            | 100                                             | 18,308      |                                             |                                               |
| 1917 | 15,777                             | 510                                            | 250                                             | 16,537      |                                             |                                               |
| 1918 | 13,336                             | 603                                            | 430                                             | 14,369      |                                             |                                               |
| 1919 | 11,960                             | 690                                            | 1,000                                           | 13,650      |                                             |                                               |
| 1920 | 10,774                             | 653                                            | 1,500                                           | 12,927      |                                             |                                               |
| 1921 | 10,043                             | 891                                            | 1,741                                           | 12,675      |                                             |                                               |
| 1922 | 9,383                              | 848                                            | 1,889                                           | 12,120      |                                             |                                               |
| 1923 | 8,707                              | 793                                            | 1,388                                           | 10,888      |                                             |                                               |
| 1924 | 8,081                              | 666                                            | 1,200                                           | 9,947       |                                             |                                               |
| 1925 | 7,863                              | 649                                            | 1,283                                           | 9,795       | 4                                           |                                               |
| 1926 | 7,760                              | 658                                            | 1,469                                           | 9,887       | 94                                          |                                               |
| 1927 | 6,994                              | 726                                            | 2,352                                           | 10,072      | 436                                         | 1                                             |
| 1928 | 6,462                              | 963                                            | 3,687                                           | 11,112      | 593                                         | 469                                           |
| 1929 | 6,319                              | 918                                            | 4,557                                           | 11,794      | 4,641                                       | 4,526                                         |
| 1930 | 5,699                              | 941                                            | 4,600                                           | 11,240      | 3,928                                       | 2,370                                         |
| 1931 | 5,039                              | 803                                            | 4,100                                           | 9,942       | 3,786                                       | 594                                           |
| 1932 | 4,673                              | 847                                            | 4,200                                           | 9,720       | 6,926                                       | 1,432                                         |
| 1933 | 4,244                              | 721                                            | 3,097                                           | 8,062       | 7,942                                       | 1,698                                         |
| 1934 | 4,452                              | 797                                            | 3,287                                           | 8,536       | 10,603                                      | 3,008                                         |
| 1935 | 4,322                              | 758                                            | 3,432                                           | 8,512       | 15,776                                      | 5,554                                         |
| 1936 | 4,445                              | 832                                            | 3,630                                           | 8,907       | 11,918                                      | 6,865                                         |
| 1937 | 7,426                              | 874                                            | 3,480                                           | 11,780      | 16,628                                      | 9,311                                         |

TABLE 4  
OIL AND GAS PRODUCTION BY YEARS

| Illinois Basin Oil Production |                        |                       |                     | Michigan Basin                                 |                                                  |
|-------------------------------|------------------------|-----------------------|---------------------|------------------------------------------------|--------------------------------------------------|
| Illinois                      | Indiana <sup>1</sup>   | Kentucky <sup>2</sup> | Total Basin         | Oil<br>Production<br>(Thousands<br>of Barrels) | Gas<br>Production<br>(Millions of<br>Cubic Feet) |
|                               | (Thousands of Barrels) |                       |                     |                                                |                                                  |
| 1938                          | 24,074                 | 1,028                 | 3,317               | 28,419                                         | 18,745                                           |
| 1939                          | 94,302                 | 1,710                 | 3,017               | 99,029                                         | 23,462                                           |
| 1940                          | 147,647                | 5,261                 | 2,991               | 155,899                                        | 19,753                                           |
| 1941                          | 134,139                | 7,281                 | 3,151               | 144,571                                        | 16,359                                           |
| 1942                          | 106,590                | 6,579                 | 2,286               | 115,455                                        | 21,754                                           |
| 1943                          | 82,256                 | 5,273                 | 5,288               | 92,817                                         | 20,768                                           |
| 1944                          | 77,413                 | 4,920                 | 7,861               | 90,194                                         | 18,489                                           |
| 1945                          | 75,210                 | 4,074                 | 8,673               | 87,957                                         | 17,267                                           |
| 1946                          | 75,297                 | 6,719                 | 8,986               | 91,002                                         | 17,075                                           |
| 1947                          | 66,459                 | 6,394                 | 7,585               | 80,438                                         | 16,216                                           |
| 1948                          | 64,808                 | 7,972 <sup>3</sup>    | 7,148               | 79,928                                         | 16,871                                           |
| 1949                          | 64,501                 | 9,702                 | 7,135               | 81,338                                         | 16,517                                           |
| 1950                          | 62,028                 | 10,702                | 8,548               | 81,278                                         | 15,826                                           |
| 1951                          | 60,244                 | 11,115                | 9,725               | 81,084                                         | 13,927                                           |
| 1952                          | 60,071                 | 11,937                | 10,309              | 82,317                                         | 13,249                                           |
| 1953                          | 59,025                 | 12,581                | 9,776               | 81,382                                         | 12,284                                           |
| 1954                          | 66,940                 | 10,873                | 11,830              | 89,643                                         | 12,028                                           |
| 1955                          | 81,096                 | 10,877 <sup>3</sup>   | 13,100 <sup>4</sup> | 105,073                                        | 11,266                                           |
| 1,834,964                     | 156,345                | 2,174,775             | 2,174,775           | 385,131                                        | 301,450                                          |

Note 1: Production figures taken from following sources: 1905 through 1918 from "Petroleum in the United States and Possessions" by Ralph Arnold and William J. Kemnitz (Harper, 1931); 1919 through 1931 from the annual U.S.G.S. reports on "Mineral Resources of the United States"; 1932 through 1944 from the annual A.I.M.E. reports on "Petroleum Development and Technology"; 1945 through 1954 from the annual A.I.M.E. reports on "Statistics of Oil and Gas Development and Production".

Note 2: Production figures in part estimated and in part calculated from data taken from following sources: 1909 through 1932, 1937 and 1945 from the annual U.S.G.S. reports on "Mineral Resources of the United States"; 1933 through 1936 and 1938 through 1944 from the annual A.I.M.E. reports on "Petroleum Development and Technology"; 1946 through 1954 from the annual A.I.M.E. reports on "Statistics of Oil and Gas Development and Production".

Note 3: T. A. Dawson, Indiana Geological Survey, Bloomington, personal communication.

Note 4: Estimated.

field by the statement, "During the years from 1889 to date (1930), so many scattered wells have been drilled in the Eastern Interior Coal Basin province that no hope remains for any large virgin pools". (Ver Wiebe, 1930, p. 133).

On the basis of the Mt. Pleasant discovery in Michigan and subsurface geologic studies in Illinois, Bell (1931) suggested that the area most favorable for further oil exploration in Illinois includes the central part of the basin. In Illinois this area is enclosed approximately by the minus 2000-foot contour shown on Figure 5. In the 1930's geophysical prospecting and surface geologic mapping delineated a number of structures that should be tested. In 1937, the discovery of the Patoka field in Marion County and almost simultaneously of the Clay City field in Clay County, marked the beginning of a period of great activity in leasing and drilling. The success of these operations is shown by the rapid rise in oil production on Figure 10. Production for the Illinois basin reached a peak of 155,899,000 barrels in 1940 of which 95 percent was obtained in Illinois. In fact, Illinois was fourth largest producer of oil in the United States in 1940, with a production of 147,647,000 barrels. In that year 4,746 wells were drilled in the Illinois basin, of which 3,590 were productive. Oil production rates declined almost as rapidly as they had risen and leveled off at about 80 million barrels per year after 1946 (Fig. 10).

The increase in production of oil from the Illinois basin since 1953 has been due partly to the application of secondary recovery methods using water injection. There have also been significant production increases from new discoveries and the application of hydraulic fracture treatment to oil wells that otherwise might not have been productive. Water flooding is currently producing about 30 percent of the oil in the Illinois basin, which gives an indication of the present magnitude of these operations. At the end of 1955, the Illinois basin had produced 2,174,775,000 barrels of oil from approximately 650,000 productive acres, or an average yield of 3,350 barrels per acre.

The Illinois and Michigan basins had a total cumulative oil production at the end of 1955 of 2,559,906,000 barrels, or 4.9 percent of the United States total. (52,588,000,000 barrels). The Illinois basin has produced 85 percent of the cumulative oil from both basins.

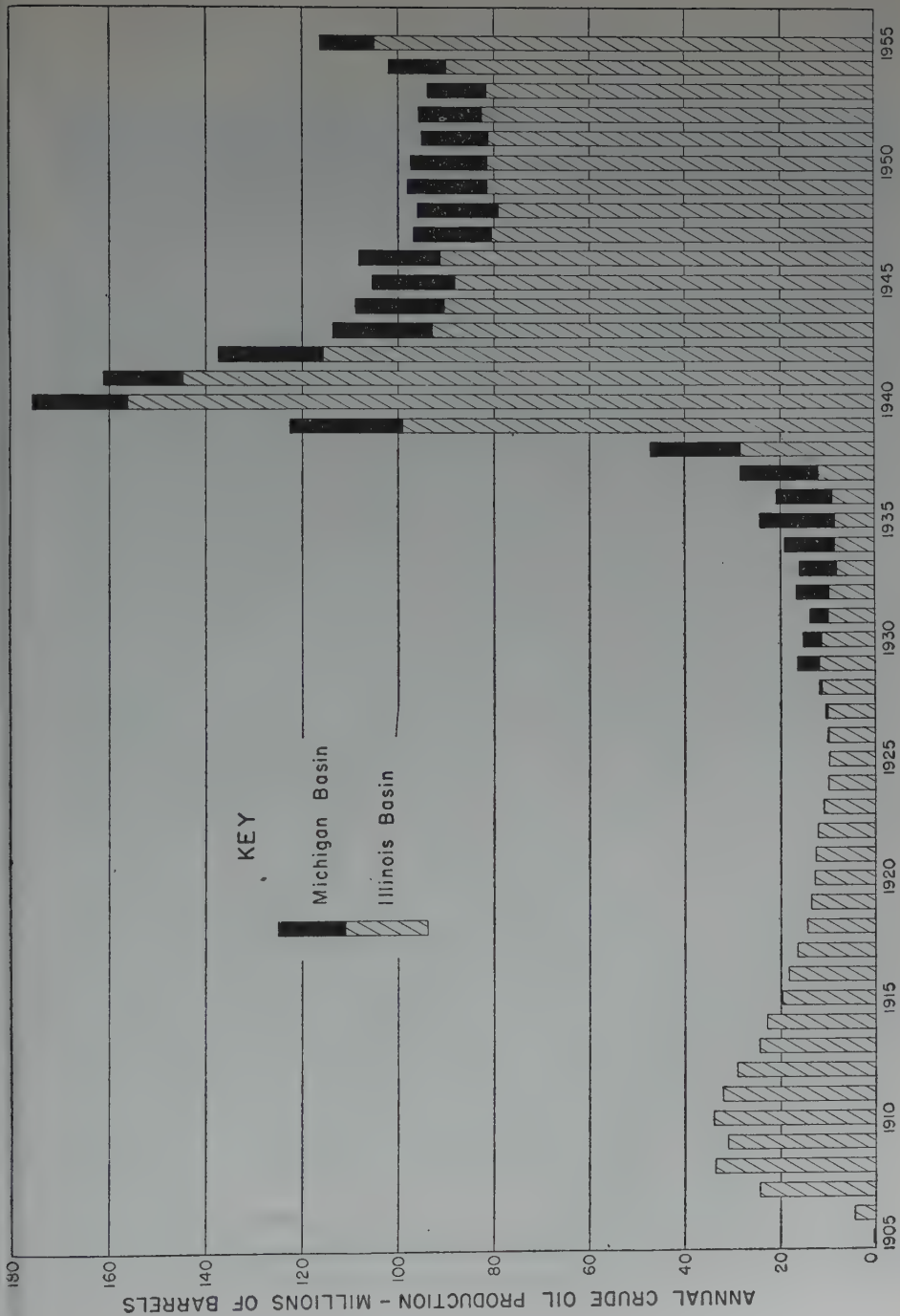


Fig. 10—Annual Crude Oil Production of Illinois and Michigan Basins, 1905-1955.

The annual production of the two basins in 1955 was 116,339,000 barrels, or 4.7 percent of the United States total (2,456,000,000 barrels). The Illinois basin is currently producing 91 percent of the total oil from the two basins.

#### FUTURE PROSPECTS

Exploratory drilling continues to find new pools in the Illinois and Michigan basins every month, as well as to add extensions and new pays to existing fields. In both basins in 1954, there were 246 discoveries, including new pools, extensions, and new pays, which is at the rate of 20 discoveries per month. On the basis of experience in the last few years, it seems likely that this discovery rate will continue at near the present level for the immediate future.

On the basis of the record to date of oil production by geologic systems in the Illinois basin (Table 3), it is probable that most future oil discoveries will be in Mississippian rocks with fewer discoveries in Devonian, Silurian, and Pennsylvanian rocks. New pools may be found in both structural and stratigraphic traps, though the possibilities for undiscovered anticlinal fields of large size seems slight. In the past few years the trend in exploration in the Illinois basin has been toward the finding of stratigraphic traps. No geophysical methods have been very successful in locating such traps, and therefore, exploration for them will require extensive drilling and careful geologic studies of sedimentology and facies.

The Illinois basin has unexplored oil possibilities in the deeper rocks. Although the deepest production is from a depth of 4500 feet (Trenton limestone, middle Ordovician, in the Salem field), the greatest depth to the base of the Paleozoic sedimentary rocks is probably 12 or 13 thousand feet. The Cambrian and lower Ordovician rocks below the Trenton limestone have produced no oil though they are probably equal in volume to the rocks above the Trenton. They are virtually untested in the Illinois basin except around the margins. (Folk, 1944; Workman and Bell, 1948; Bell and Swann, 1955). Until these deeper strata are tested by the drill, their oil production possibilities remain unknown.

In the Michigan basin there are several good prospects for future oil production. Developments in the Salina-Niagaran (Silurian) have been receiving increasing attention owing to several recent discover-



ies. Geophysical gravity methods have been used in locating exploratory wells where the glacial drift is relatively thin, resulting in the discovery of several fields. Porosity development is frequently associated with reefs. Pinnacle reefs and bioherms are believed to form potential reservoirs throughout southeastern Michigan. For this reason, considerable exploratory drilling is anticipated on the flank areas of the basin. The rapidly increasing depths toward the center of the basin and increased drilling costs resulting therefrom, have discouraged drilling in that direction. However, if a prolific major oil field were discovered on the flanks of the basin in the Salina-Niagaran, it could lead to widespread exploratory drilling in many of the producing fields in the central basin area. The potential oil and gas reserves of the Salina-Niagaran are believed to be immense, and they offer great promise for future development throughout the Lower Peninsula of Michigan.

The Trenton-Black River formation (Ordovician)) is productive of oil and gas in southeastern Michigan, and this area has had three recent oil and gas discoveries in this formation, followed by considerable drilling activity. Limestones of the Trenton-Black River formation underlie the entire Lower Peninsula, but exploratory drilling during the next few years will probably be concentrated on the flanks of the basin particularly in southeastern and southern Michigan where depths are not excessive.

As in the Illinois basin, the lower Ordovician and Cambrian rocks are virtually untested in the central basin area, and their oil production possibilities are as yet unknown.

The recoverable reserves of oil in the Illinois and Michigan basins may be divided into three classes: 1) proved primary reserves, 2) potential reserves in reservoirs as yet undiscovered, 3) potential reserves by secondary recovery methods. Estimates of proved primary reserves as of January 1, 1954, amount to 600 million barrels (Torrey, 1955, p. 50). Reserves in undiscovered fields cannot be accurately estimated, but we believe they are of the order of one billion barrels. On the basis of the successes already obtained from the widespread application of water flooding in the Illinois basin, we estimate that the secondary recovery reserves in both basins are at least 1.5 million barrels. Thus, the potential reserves of the Illinois and Michigan basin region amount to over three billion barrels, or more oil than has been produced to

date. It is clear that this region, which has already had an oil productive life of a half century, will continue to be active for many decades.

## REFERENCES

- ARNOLD, H. H. JR., "Salem Oil Field, Marion County, Illinois", Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., Vol. 23, No. 9, 1939, pp. 1352-1373.
- ARNOLD, RALPH, AND KEMNITZER, WILLIAM, J. *Petroleum in the United States and Possessions*, Harper and Bros., New York, 1931.
- BELL, ALFRED H. "The Relation of Geology to the Development of the Petroleum Industry of Illinois", Trans. Ill. State Acad. Sci., Vol. 23, No. 3, 1931, pp. 367-370.
- "Role of Fundamental Geologic Principles in the Opening of the Illinois Basin", Econ. Geol., Vol. 36, No. 8, 1941, pp. 774-785.
- and SWANN, DAVID H. "The Eastern Interior (Illinois) Basin as a Habitat of Oil", unpublished manuscript, paper presented at March, 1955, meeting Amer. Assoc. Petrol. Geol., New York, 1955.
- BLATCHLEY, R. S. "The Oil Fields of Crawford and Lawrence Counties", Ill. Geol. Sur. Bull. 22, 1913.
- BLATCHLEY, W. S. "The Petroleum Industry of Southeastern Illinois", Ill. Geol. Sur. Bull. 2, 1906.
- BROWNFIELD, ROBERT L. "Structural History of the Centralia Area", Ill. Geol. Sur. Rept. Inv. 172, 1954.
- CARMAN, J. ERNEST AND STOUT, WILBUR. "Relationship of Accumulation of Oil to Structure and Porosity in the Lima-Indiana Field", Problems of Petroleum Geology, Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1934, pp. 521-529.
- COHEE, G. V. et al., *Oil and Gas investigations-preliminary charts and maps (Lower Peninsula of Michigan)*, U. S. Geol. Sur., Mich. Geol. Sur., and Univ. Mich., 1944-1951.
- FOLK, STEWART. "Lower Ordovician and Cambrian Oil Possibilities in Illinois", The Oil Weekly, March, 1944.
- JILLSON, WILLARD R. "The Oil and Gas Resources of Kentucky", Ky. Geol. Sur. Series 5, Bull. 1, 1919.
- LANDES, KENNETH K. "Deep River Oil Field, Arenac County, Michigan", *Structure of Typical American Oil Fields*, Vol. 3, Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1948, pp. 299-304.
- *Petroleum Geology*, John Wiley & Sons, New York, 1951, pp. 300-301.
- LOWENSTAM, H. A. "Marine Pool, Madison County, Illinois, Silurian Reef Producer", *Structure of Typical American Oil Fields*, Vol. 3, Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1948, pp. 153-188.
- "Niagaran Reefs in Illinois and Their Oil Accumulation", Ill. Geol. Sur. Rept. Inv. 145, 1949.
- LOWENSTAM, H. A. AND DuBOIS, E. P. "Marine Pool, Madison County, A New Type of Oil Reservoir in Illinois", Ill. Geol. Sur. Rept. Inv. 114, 1946.

- MYLIUS, L. A. "*Oil and Gas Development and Possibilities in East-Central Illinois*", Ill. Geol. Sur. Bull. 54, 1927.
- NEWCOMBE, ROBERT B. "*Oil and Gas Fields of Michigan*", Mich. Geol. Sur. Pub. 38, Geol. Ser. 32, 1932.
- RICH, JOHN L. "*Oil and Gas in the Birds Quadrangle*", Ill. Geol. Sur. Bull. 33, 1916, pp. 105-145.
- STONEHOUSE, H. B. AND WILSON, C. M. "*Faults and Other Structures in Southern Illinois*", Ill. Geol. Sur. Cir. 195, 1955.
- SWANN, DAVID H. "*Waltersburg Sandstones Oil Pools of Lower Wabash Area, Illinois and Indiana*", Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., Vol. 35, No. 12, 1951, pp. 2561-2581.
- TORREY, PAUL D. "*Oil Resources of the United States*", Bull. Interstate Oil Compact Commission, Vol. 14, No. 1, June, 1955, pp. 48-50.
- VER WIEBE, WALTER A. *Oil Fields in the United States*, McGraw-Hill, New York, 1930.
- WELLER, J. MARVIN, "*Geology and Oil Possibilities of the Illinois Basin*", Ill. Geol. Sur. Ill. Pet. 27, 1936.
- "*Geology and Oil Possibilities of Extreme Southern Illinois*", Ill. Geol. Sur. Rept. Inv. 71.
- et. al., "*Geologic Map of Illinois*", Ill. Geol. Sur., 1945.
- AND BELL, ALFRED H. "*Illinois Basin*", Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., Vol. 21, No. 6, 1937.
- WORKMAN, L. E. AND BELL, ALFRED H. "*Deep Drilling and Deeper Oil Possibilities in Illinois*", Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., Vol. 32, No. 11, 1948, pp. 2041-2062.
- WORTHEN, A. H. *Geological Survey of Illinois*, Vol. 7, 1883..



UNITED STATES OF AMERICA

(ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA)

THE APPALACHIAN REGION

By HERBERT P. WOODWARD<sup>1</sup>

ABSTRACT

The Appalachian region is the cradle of the American oil industry, and before 1900 had supplied 3 out of every 4 barrels of the total United States production. Its annual and relative productivity have both dropped until the basin now produces less than 20,000,000 barrels per year or about one percent of the United States annual total. It is not believed that the resources of the basin have all been discovered, and a large volume of potentially productive rocks are still mainly untested in the lower and central portions of the area.

The Appalachian region is a great stratigraphic and structural trough whose deeply buried floor is the old PreCambrian land surface upon which the initial Paleozoic sediments were laid. Most of the sediments show a fairly constant facies pattern with primary source at the east, medial thickening, and an outer, western zone of facies change and shoaling conditions along the east flank of the Cincinnati arch. The latter formed a hinge in the subsidence that accompanied each formational deposition. The same country is also a structural trough that was shaped during several stages of orogenesis that finally crumpled the eastern flank of the sedimentary basin into the familiar Appalachian mountains and threw shadow or foreland folds well across the center of the basin.

Most Appalachian production has hitherto been sought by exploration of surface-visible structures. Present analysis strongly suggests that oil and gas accumulations are primarily stratigraphic, and only secondarily structural. The four main types of producing beds are blanket or basin-wide sands; lenticular or casual sands; carbonate reservoirs; and dark shales. Future exploration of the area should seek favorable facies in these beds first and suitable structures second.

LOCATION, AREA AND BOUNDARIES

The Appalachian basin (Fig. 2) is a broad infolded tract that extends westward from the highlands of southeastern New York, northern

---

<sup>1</sup> Dean, and Professor of Geology, Newark College of Rutgers University.



APPALACHIAN REGION

SCALE

100 0 100 200 300 Stat. Miles

100 0 100 200 300 Kilometers

AUTHOR: WOODWARD

SCALE

FIGURE 1. MAP SHOWING LOCATION OF THE APPALACHIAN BASIN

New Jersey and the Blue Ridge area of Pennsylvania, Maryland and the Virginias, to the axis of the Cincinnati-Algonquin geanticline of western Ohio and southern Ontario. Its northeast end flanks the Adirondack dome as well as the Frontenac axis which crosses St. Lawrence River at the Thousand Islands. On the south, the basin is overlapped by

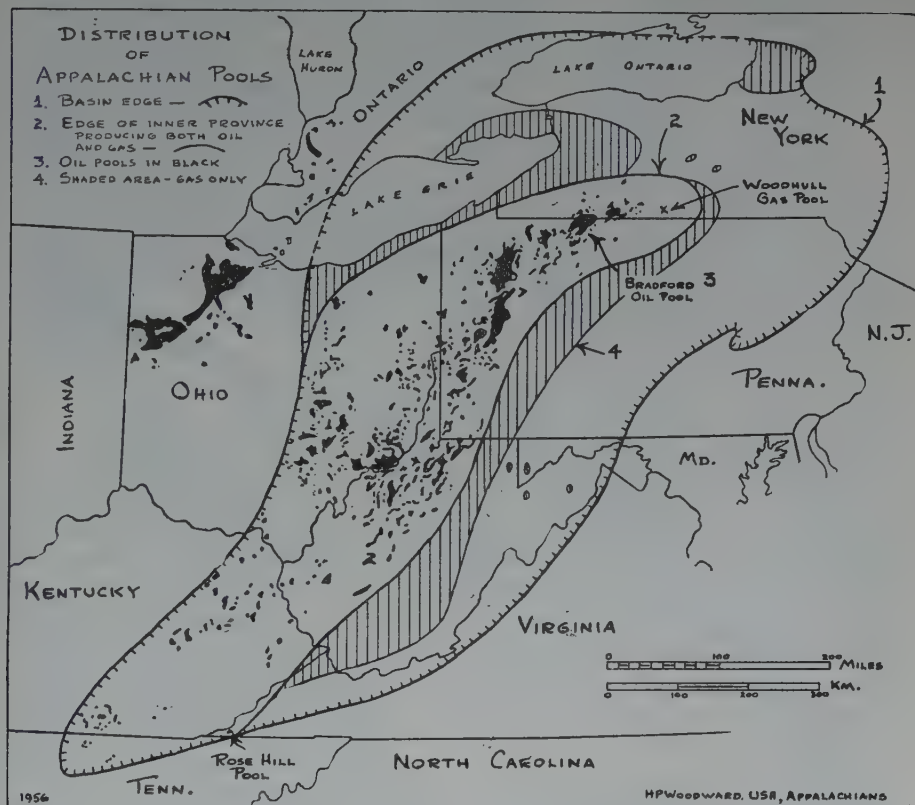


FIGURE 2. MAP SHOWING DISTRIBUTION OF APPALACHIAN PRODUCTION

Mesozoic and Cenozoic strata in northwestern Alabama and northeastern Mississippi. It includes portions of the states of New York, Pennsylvania, Maryland, Ohio, Kentucky, Tennessee, West Virginia and Virginia to a total of 455,000 square kilometers. A small portion of southern Ontario, Canada, should also be included. Figure 2 shows the location of the basin, the distribution of its most important oil pools (in black) and the areas that produce only gas.

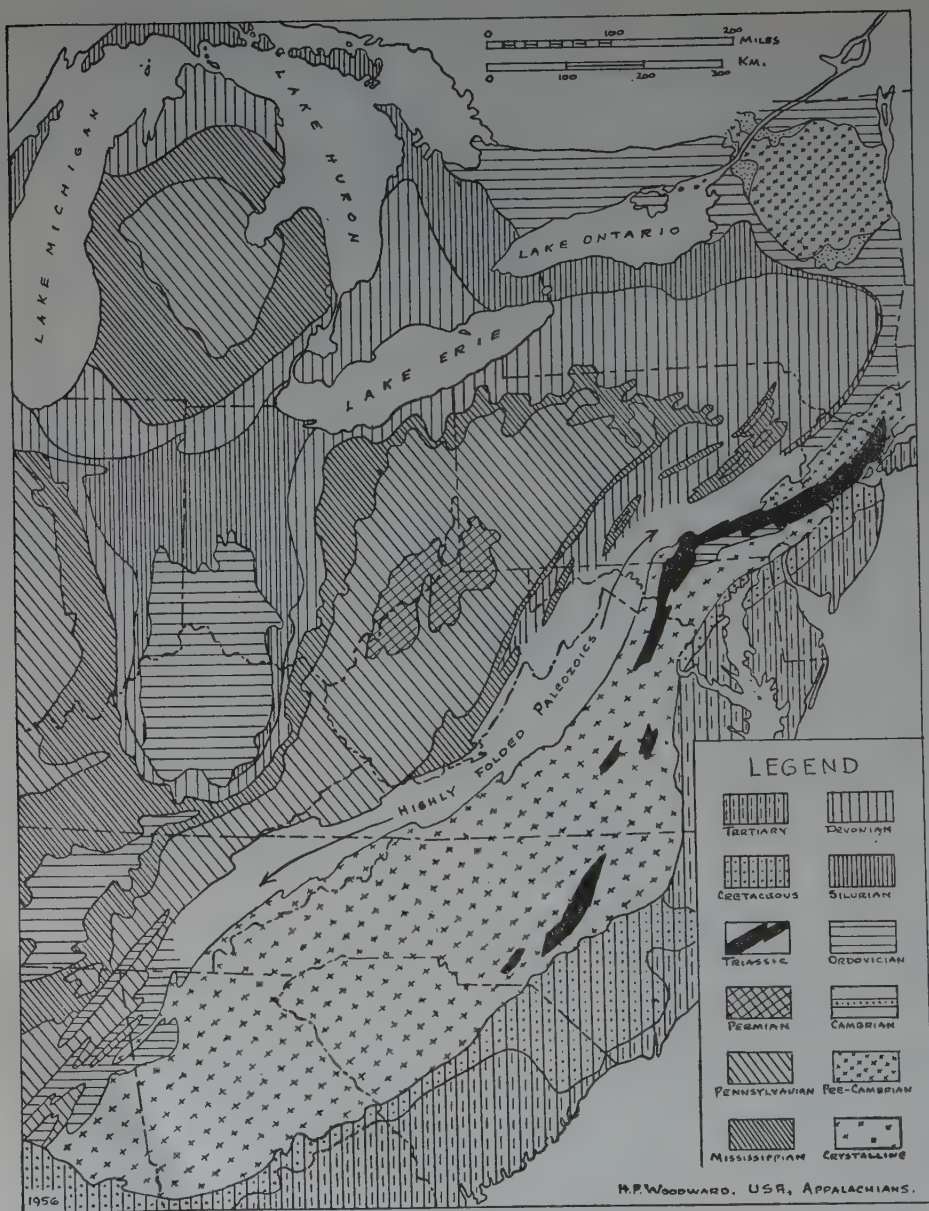


FIGURE 3. GENERALIZED GEOLOGIC MAP OF THE EASTERN UNITED STATES

The contents of this basin comprise more than 2,000,000 cubic kilometers of Paleozoic sediments of which, perhaps, 50 per cent are shale, 30 per cent are calcareous rocks and 20 per cent are sandstones. Figure 3 shows a geologic map of northeastern United States including the states comprising the Appalachian basin.

Actual thicknesses of Appalachian sediments run more than... 10,000 meters and the basin sags more than 6,700 meters below sea-level along its central trough. Much of its production has been found above 1,000 meters, and most of its gas comes from depths shallower than 2,000 meters. Depths of current exploratory wells run from 1,600 to 2,500 meters and relatively few wells have been drilled below 3,000 meters. Probably only one-tenth of the cubic contents of the basin lies below 6,700 meters, but a large volume of sediment between 2,700 and 6,000 meters has scarcely been tested. In view of the high quality of Appalachian crude oil, this suggests the desirability of further exploration.

#### STRUCTURE AND STRATIGRAPHY

The Appalachian petroliferous basin is a deep northeast-trending structural depression whose eastern flank has been intimately corrugated to form the folded Appalachian Mountains. The amplitude and number of these folds diminish westward and only scattered foreland folds extend west of the central, deeper portion of the basin. The western flank is a tectonic part of the Central Interior province, and the sedimentary rocks of the western Appalachian basin rise from the deep trough toward the Cincinnati geanticline. Figure 4 shows certain tectonic features connected with the structure and origin of the petroliferous basin.

The floor of the basin is the ancient PreCambrian basement upon which the Paleozoic sediments were deposited, and these crystalline rocks emerge at the surface on the eastern folded flank of the through. At its thalweg or lowest sag, the PreCambrian basement lies more than 6,700 meters below sealevel, but it rises gradually westward to stand 670 meters above sealevel along the crest of the Cincinnati arch.

The basinal shape of the Appalachian country is twofold. In part it reflects concavity arising from progressive isostatic subsidence as the great thickness of sediments was deposited in the Paleozoic geosyncline then situated along the trend of the present basin. In other



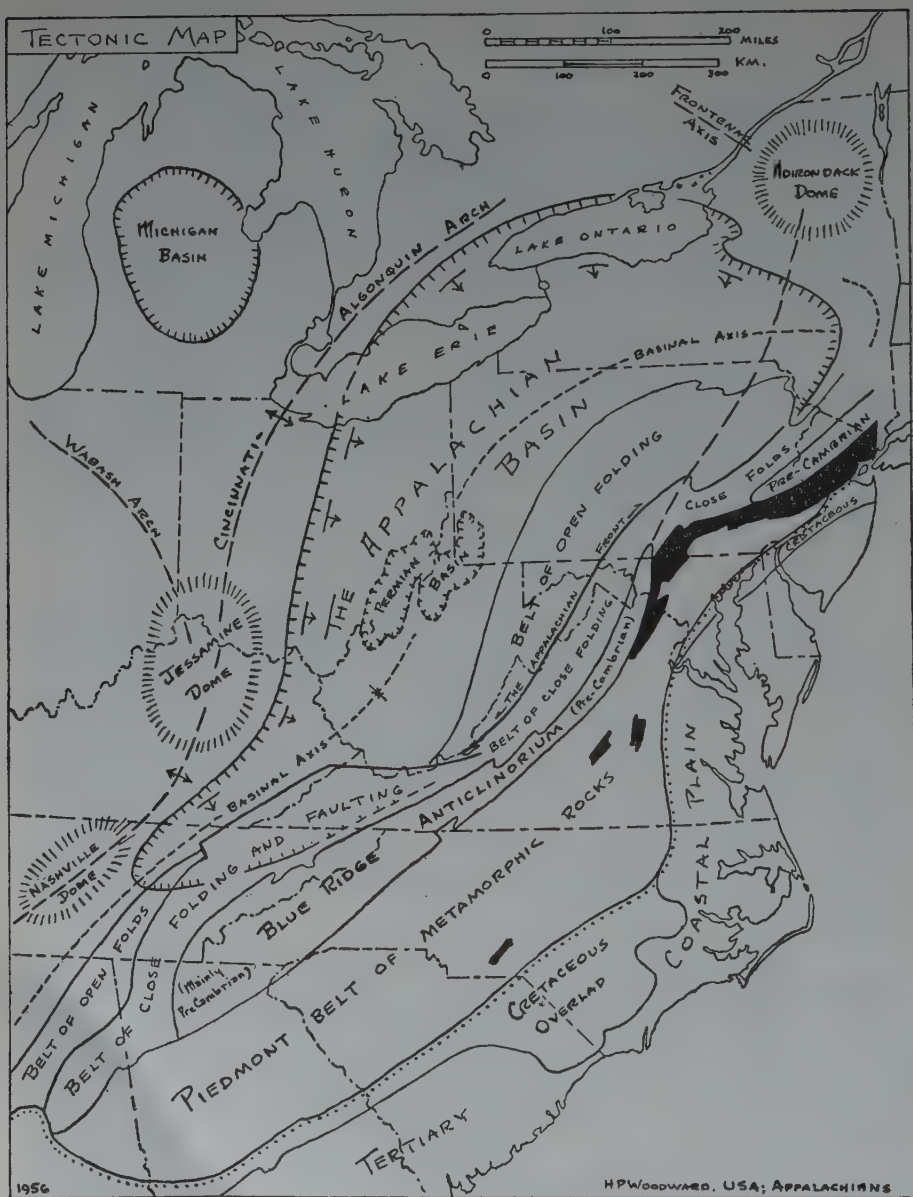


FIGURE 4. GENERALIZED TECTONIC MAP OF THE EASTERN UNITED STATES



part it is due to diastrophic or orogenic uplifts that elevated the Cincinnati arch along its western flank and folded and crumpled the eastern flank into significant mountain chains at various times during the course of Paleozoic sedimentation.

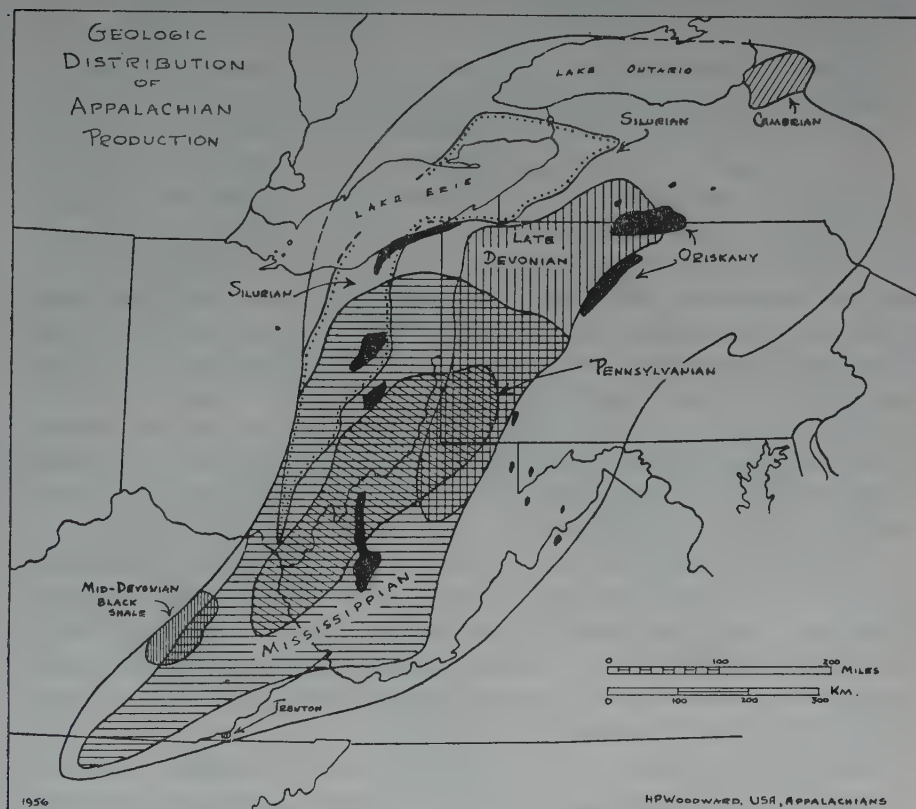


FIGURE 5. MAP SHOWING GEOLOGIC DISTRIBUTION OF APPALACHIAN PRODUCTION

Thus the synclinal sag of Appalachian sediments, their arrangement into facies belts and their lateral intergradations are functions of events taking place during sedimentation in the Paleozoic. This accounts for basinal inclination or updip of the rocks on both flanks out of the center of the trough that provided both opportunity and an incentive for the initial migration of volatile hydrocarbons away from the center of the trough. On the other hand, diastrophic movements cul-

minating in several successive series of folding and uplift both destroyed the symmetry and updip of the eastern third of the basin and imposed linear folds of decreasing magnitude in the central and west-central portions of the sedimentary trough. Inasmuch as there is a clear interrelation between the nature of the folding and the substance and flexibility of the rocks themselves, the present basinal structure at any point represents an intimate compromise between process of original sedimentation and subsequent deformation. The local distinction between these two has not always been observed or taken into account.

Typical eastern Appalachian folds —such as those of the folded Appalachian mountains— are long anticlines and synclines with amplitudes greater than a thousand meters. These may be so closely spaced that several can be crossed at the surface in the space of twenty kilometers, and in at least the southeastern half of the eastern basin flank, great overthrust faults, with planes or soles that are inclined southeastward, further complicate and compress the folded pattern. Few of these great folds and scarcely any major overthrust faults occur west of the escarpment known as the Appalachian Front that separates the eastern highly folded flank from the relatively undisturbed central belt. Below many anticlines of this central belt, some type of block faulting at depth is indicated at many points.

The west-central and western portions of the basin contain few large folds; instead there is an irregular pattern of low folds some of which may show closures up to one hundred meters. In eastern Ohio, even these folds disappear, and the grain of the structure is almost entirely subordinate to the gentle regional updip out of the basin trough toward the Cincinnati geanticline.

The most prevalent structural grain extends northeast-southwest, a trend followed by most folds, large or small. In northern Pennsylvania and southern New York, the structural grain swings more easterly and some folds show a true eastward trend. On the other hand, a few erratic folds, such as the Burning Springs anticline of western West Virginia, strike nearly north-south.

The last and severest folding of the Appalachian country occurred near the close of the Paleozoic Era perhaps at the beginning of, or during, the Permian Period. This deformation is well known as the Appalachian Revolution, but it was preceded by at least two other epochs of deformation — at the end of the Devonian (the Acadian

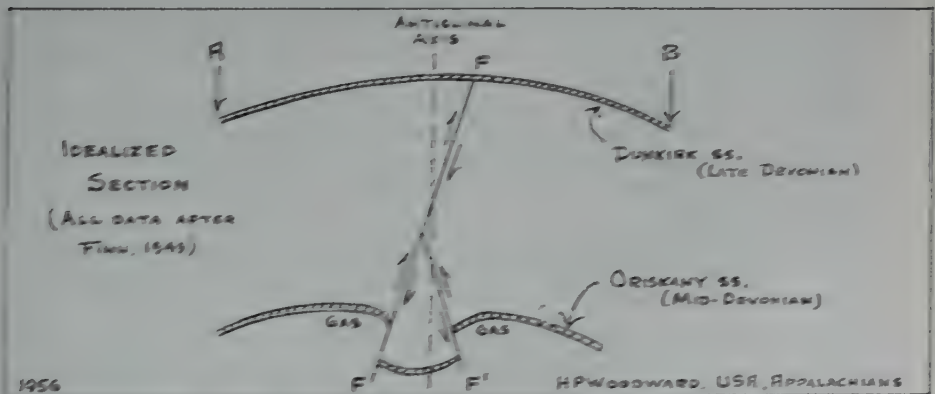
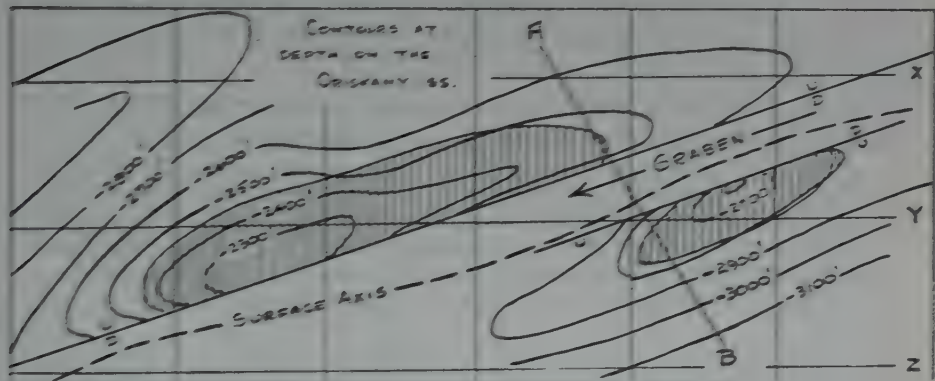
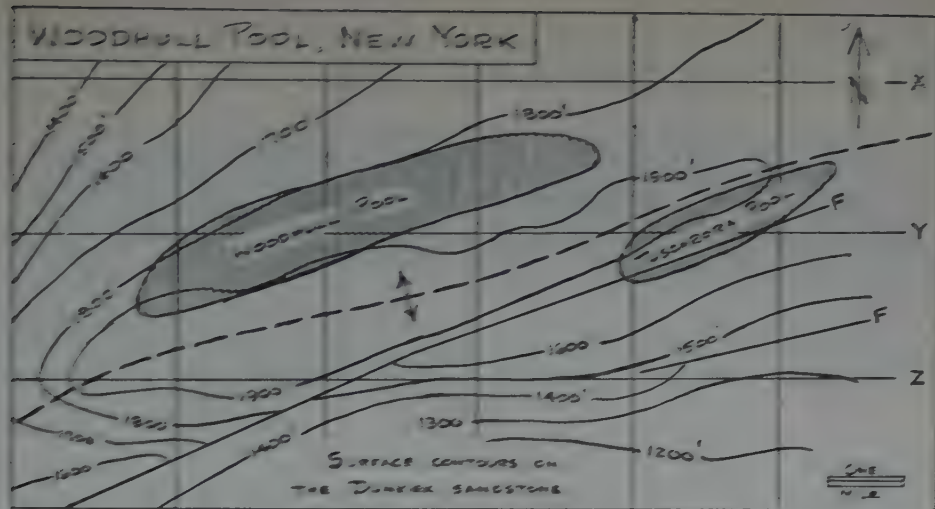


FIGURE 6. MAP AND SECTION OF THE WOODHULL (N.Y.) GAS POOL

disturbance), shortly before the beginning of the Silurian (the Taconic disturbance), and, locally at least, in the early Ordovician and possibly in the late Cambrian. In addition, there is the likelihood that the latest orogeny (the Appalachian Revolution) included several stages with intervening epochs of erosion and renewed deposition.

Each of these epochs of deformation loosely followed a general regional pattern wherein the results of compression were extended across the basin from the east or southeast toward the west or northwest. The areas intimately involved, however, differ markedly from one epoch to another, so that the present structure at any Appalachian locality may involve several sets of intersecting folds, even with discordant strikes. The mutual superposition of two prominent fold patterns provides anticlinal nodes where two upfolds intersect, and some of these domes exhibit local concentrations of volatile hydrocarbons.

Indeed, a hypothesis of oil and gas emplacement in the Appalachian country is emerging that suggests the following stages:

1. Creation and primary up-dip migration of initial petroleum hydrocarbons directed outward from the basin center. This migration is accelerated and channeled along zones of optimum porosity, with temporary stability attained beneath permeability or structural traps. Where unhindered, such migration leads to surface leakage or complete loss by evaporation.
2. Interruption or termination of sedimentation by stages of deformation that (a) compromise the portion of the basin involved in folding and (b) produce fold patterns extending roughly parallel to the pressure fronts. These patterns locally approximate trends of earlier facies development, but may swerve from these, or from folds previously formed, by a considerable amount.
3. Zonal concentration and rearrangement of volatile hydrocarbons along fold systems that cross facies belts of reservoir porosity, with major impounding at nodes caused by the intersection of early and late folds. Entrapment also along such linear carrier beds as reefs, beaches, bars and stream channels.
4. Differential sorting between reservoirs by the gravitational flushing of a water-oil-gas system with specific accumulation determined by relative buoyancy.
5. Further rearrangement, doubtless with extensive leakage of previously entrapped oil and gas, as a result of further deformation, tilting, erosion, time, heat, and changing pressure systems.



As a generalization, therefore, one can describe most Appalachian producing pools as original stratigraphic reservoirs that have been subsequently deformed with ensuing gravity rearrangement of oil and gas in structural traps. Where deformation has been small, as in eastern Ohio, facies control of accumulation dominates, with marginal shoal facies on the updip flank, and with linear carrier beds—shoe-string sands of beach or channel character—and sand pinchouts or local unconformities determining specific points of oil or gas concentration.

Accumulations in the central portion of the basin show dual control, being primarily concentrated in zones of favorable porosity out of which further migration has been impeded by subsequent folds, and with prominent oil or gas concentration at the intersection of two or more fold patterns. The same factors also apply in the eastern and deeper portions of the basin with added complications. The latter involve deep block or shallower thrust faulting, the general transformation of the eastern updip flank into close and elevated folds, and those sedimentary factors that arise where there are thick unsorted clastics, numerous continental sediments, and close proximity to both the source of sediments and the locus of deformation.

Thus the producing structures of the Appalachian country show pattern differences that arise from different basinal locations and from varying events of geologic history. Inasmuch as almost all exploration of the central and eastern belts has been postulated upon the discovery and testing of surface-visible anticlines,, it is evident that a renewed program of investigation is in order including full-scale geologic study of both surface and subsurface, structure and facies. There are those, including this author, who believe such a program will be profitable and timely.

The stratigraphy of the appalachian basin has been generously described and extensively studied. The area contains most of the type localities for the Paleozoic section of the eastern United States and the total thickness of sediments, as calculated by adding maximal thicknesses of successive formations is more than 13,500 meters. The rocks contain extremely few unconformities and there are few places where they are cut by intrusive igneous rocks, save for small basic dikes of irregular distribution.



As shown in Figure 5, oil-bearing strata range from Ordovician (Trenton limestone) to Pennsylvanian; gas is known from the late Cambrian (Potsdam sandstone) and has even been found in PreCambrian rocks of the Adirondack Mountains. There are very few portions of the Paleozoic column that do not contain oil or gas somewhere in the Appalachian basin. Perhaps this ubiquity attests that volatile hydrocarbons should really be regarded as expectable constituents of basinal sediments rather than having exceptional or eccentric occurrence therein. The following table summarizes the stratigraphic occurrences of oil and gas in the Appalachian basin:

PRODUCING APPALACHIAN HORIZONS

|               | N. Y.              | Penna                   | W. Va.           | Ohio | Ky.       | Va. | Md. |
|---------------|--------------------|-------------------------|------------------|------|-----------|-----|-----|
| Permian       | absent             | unproductive            |                  |      | absent    |     |     |
| Pennsylvanian | —                  | some oil and gas        |                  |      |           | —   | —   |
| Mississippian | gas                | abundant<br>oil and gas |                  |      |           | gas | —   |
| Devonian      | gas & oil<br>local |                         |                  |      |           | —   | gas |
| Silurian      | gas                | largely untested        |                  | gas  | —         | —   | —   |
| Ordovician    |                    |                         |                  |      | minor oil |     | —   |
| Cambrian      | gas                | gas<br>shows            | largely untested |      |           |     |     |

## OCCURRENCE OF APPALACHIAN OIL AND GAS

It was in the Appalachian region that the "anticlinal theory" was first developed and this principle is still followed intentionally or unwittingly by most operators in the region. Here, too, was developed the so-called "carbon-ratio" principle whereby the fixed-carbon content of shallow coal seams was regarded as a clue to the possible distribution of volatile hydrocarbons. The usefulness of both principles has been seriously challenged and any future exploration of the region should pay them little heed.

A classification of Appalachian oil and gas occurrences is best accomplished by reference to the type of containing rock rather than the type of retaining structure. Thus simple grouping of all occurrences of Appalachian oil and gas recognizes four categories:

1. Accumulations in blanket sands
2. Accumulations in casual or lenticular sands
3. Occurrences in carbonate reservoirs
4. Occurrences in dark shales.

### *Blanket Sands*

Three major producing horizons may be jointly treated as blanket or sheet-type sands, the term implying that they were spread broadly across the entire basin. The beds in question are the lower Silurian sandstones, the lower Devonian or Oriskany sands, and the Lower Carboniferous (Mississippian) sandstones-particularly the Berea, Squaw and Big Injun sands. Marked similarities occur among these blanket deposits in the basinal distribution of their zones of production, the relation of production to porosity and to structure, and the methods likely to assist their future exploitation.

The basal Silurian sands are productive in Ontario, western New York and central Ohio, providing gas in all three regions and substantial volumes of oil in east-central Ohio. The main areas of Silurian production maintain a constant position from 20 to 24 kilometers east and south of the crest of the Cincinnati geanticline, and are controlled by the westward shoaling of the several Silurian sands out of which the production comes. Within Silurian oil and gas fields, commercial production is concentrated by the up-dip convergence and pinchout of various sands. Wedges and sand lenses - even bars - were created under environmental and depth conditions created by the shoaling of Silurian seas against the rising arch; and much as one field may differ from another, most Silurian production must be attributed to original sedimentary entrapment in sediments environmentally affected by the Cincinnati arch, rather than to specific structural entrapment genetically related to Appalachian folding. Thus porosity and permeability, rather than structure, control production. The reservoir is a shoreline deposit in which the sands thin rapidly westward and are absent or become ineffective before reaching the 83° Meridian in central Ohio.

The Oriskany sandstone mainly produces gas under conditions that resemble Silurian accumulations. Some of the gas pools follow the thinning westward margin of this early Devonian formation and are concentrated in western West Virginia (Jackson-Kanawha counties) and in northern Pennsylvania and southern New York. There is a little Oriskany oil in eastern Ohio. The West Virginia Oriskany gas production is a marginal shoreline accumulation in a zone where the sandstone wedges out by erosion or nondeposition.

The New York-Pennsylvania-Maryland Oriskany gas production comes from elongated domes along well-developed anticlinal trends, with concentration at locations where Acadian (late Devonian) and Appalachian (Permian) fold systems intersect. Many of these domes show "keystone" faulting at depth as indicated in Figure 6 which shows the Woodhull and Tuscarora gas pools of southern New York State. Under such conditions, any well located on the surface-visible anticlinal axis fails to tap the gas reservoir. Some of the largest Oriskany gas fields (Leidy, Benezette, Driftwood) have been discovered since 1950 in west-central Pennsylvania.

The Lower Carboniferous (early Mississippian) production (Berea, Squaw, Murrayville, Big Injun and other sands) comes mainly from Eastern Ohio, Western Pennsylvania, and West Virginia, where the initial accumulation of substantial quantities of both oil and gas had textural or stratigraphic control and was later given structural arrangement. Thorough and detailed stratigraphic studies of the Berea and related sands have recently been completed in the hope that they will materially assist the development of additional pools. Figure 7, based on these studies shows the areas of Berea production as well as the area where the early Mississippian sands are ineffective as reservoirs.

Unlike Oriskany and early Silurian "Clinton and Medina" sands, early Mississippian sands show a large number of linear carrier beds such as the very productive Gay-Fink trend in western West Virginia.

### *Casual Sands*

No small volume of Appalachian oil and gas comes from what may be called casual sands in the dictionary sense of "occurring at irregular intervals". These bodies are lenticular in section or are other-

wise limited in form; they are commonly disconnected and of local rather than extensive distribution. Most of them occupy horizons within shale bodies, chiefly in the west half of the Appalachian basin along the broad zone where the outer edge of clastic deposition gives way to

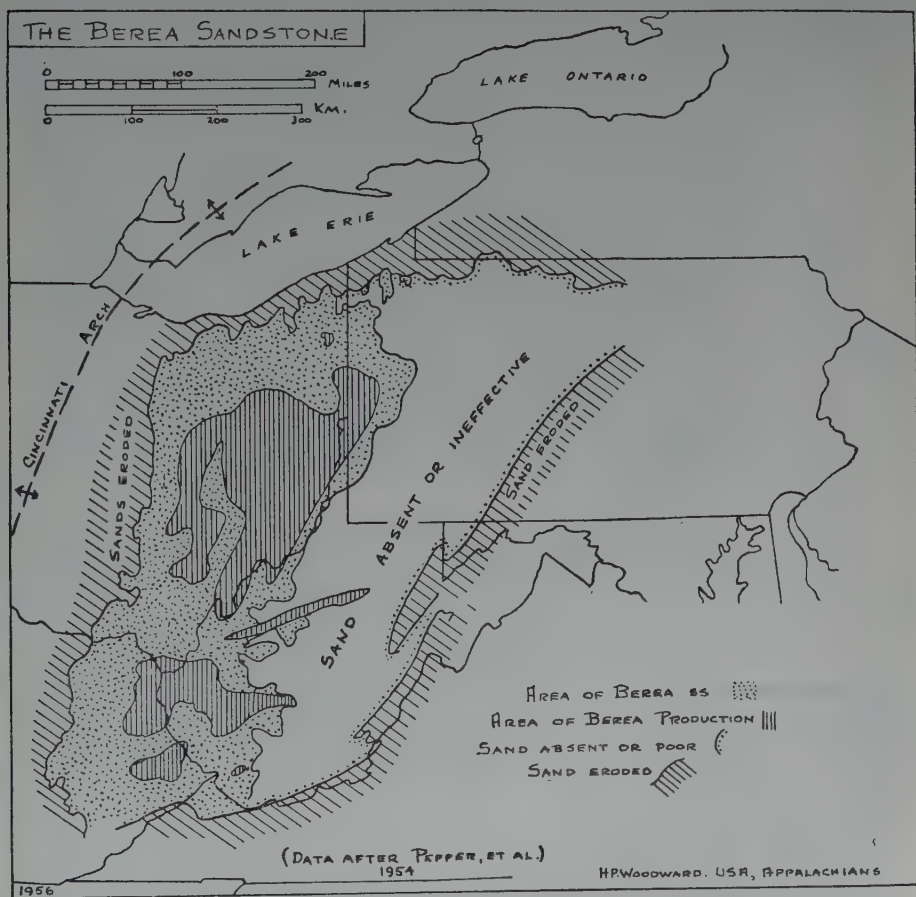


FIGURE 7. MAP SHOWING DISTRIBUTION AND PRODUCTION OF THE BERA SANDSTONE

shoaling, silting, and the production of mud and shale. Many of these casual sands —particularly those of the upper Devonian— pass eastward into red continental facies and are terminated westward by dark shaly marine facies.



Good examples are the Kane, Warren, Speechly, Bradford, Venango, Fifth and Elizabeth sandstones of the upper Devonian, many of which produce both oil and gas.

The Bradford pool, largest oil pool in the Appalachian basin, produces from this type of sand in northwestern Pennsylvania and southern New York. There are more than 25,000 wells producing from 5 main sands with low anticlinal structures. The richest pay sand is the Third Bradford sand which is contoured in Figure 8, after Fettke. This bed has a thickness up to 15 meters and is probably the reworked residue of older Paleozoic sandstones. As a detailed analysis of the sand shows that it contains numerous thin flat disconnected lenses, it is likely that the pay zone is more complicated than the contours suggest.

Most Bradford wells have an initial production of 50 to 75 barrels and the main production comes from depths less than 675 meters. Probably the total production from the Bradford pool is more than 500,000,000 barrels; it is the sixth largest U.S. pool in total production. The nearby Music Mountain pool was not discovered until 1937 although it lies almost underneath the edge of the main Bradford pool. Its discovery indicates that the full resources of the basin may not yet be known.

Other casual sands found in the Mississippian are the Princeton, Ravencliff, and Maxon sands; in the Pennsylvanian they are the Salt, Burning Springs, Cow Run, Big and Little Dunkard sands. These have supplied much of the oil and gas production along the Ohio Valley. The large McDonald field near Pittsburgh in southwestern Pennsylvania produces from elongate northeast trending bars and lenticular sands; its chief reservoirs are the several Conewango sands of the late Devonian. There are a few casual sands at the top of Upper Carboniferous (Pennsylvanian) rocks including the Carroll and Goose Run sands of Monongahela age.

Although the prospect of discovering much new Appalachian production seems least promising in the area of casual sands, these beds are easily susceptible to methods of secondary recovery and give high ultimate yields where proven.

### *Carbonate Reservoirs*

Various calcareous or carbonate formations are satisfactory reservoirs for Appalachian production that ranges from early Ordovician



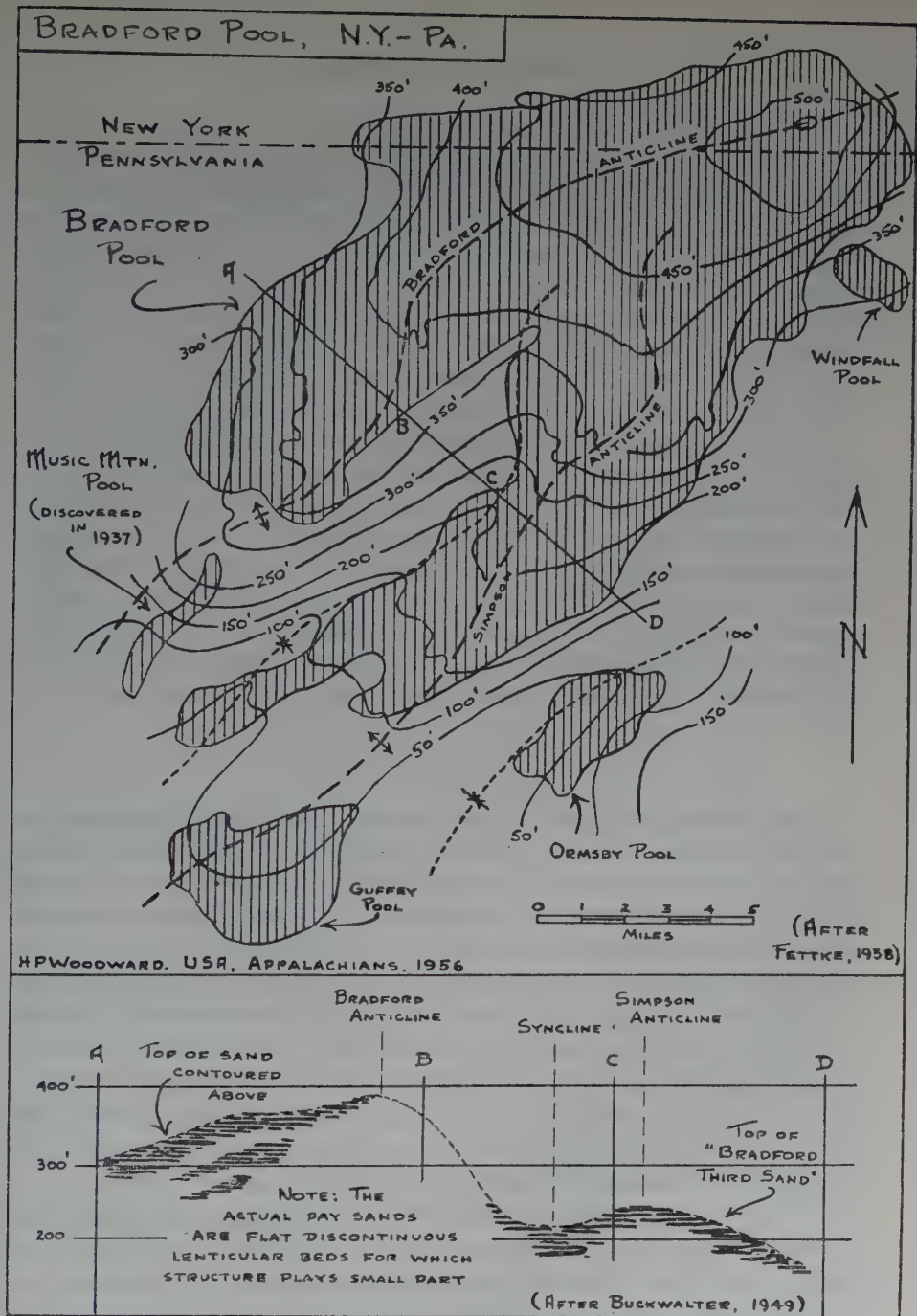


FIGURE 8. MAP AND SECTION OF THE BRADFORD (PENNA.-N.Y.) OIL POOL

to mid-Mississippian. Typical examples are the Trenton limestone (mid-Ordovician) of south-central Kentucky and adjacent Tennessee, including the unusual Rose Hill pool in southwestern Virginia; the Lockport ("Corniferous"; mid-Silurian) limestone of eastern Kentucky; the Dundee (mid-Devonian) limestone of southern Ontario; the shattered Huntersville-Onondaga limestone (mid-Devonian) of the central basin; and the oolitic Greenbrier limestone (mid-Mississippian) limestone of southern West Virginia and eastern Kentucky. Perhaps in this group are the sandy dolomites of the upper Cambrian and lower Ordovician out of which gas occurs at various scattered localities.

No common pattern can be established for these carbonate reservoirs. If another broad arch can be located, one might hope for localized dolomitization somewhat like that upon the Findlay arch in northwestern Ohio which is a large producer of oil in the Central Interior basin. Perhaps there are undiscovered reefs in the Appalachian region similar to those of the Michigan basin, and additional fractured reservoirs at the cherty Onondaga (mid-Devonian) level can be expected. Doubtless the broad interior and lower portions of the Appalachian basin are the best places to explore for reserves in such reservoirs.

### *Shale Reservoirs*

Dark shales have always been regarded as a presumptive source rock for petroleum hydrocarbons and at a few Appalachian localities they also serve as reservoirs for gas. The: "brown-shale" gas of eastern Kentucky derived from middle and upper Devonian dark shales occurs chiefly in tiny fractures and crevices produced by regional deformation. Production has been generally large, mainly due to thorough methods of secondary recovery. The black Ohio shale (late Devonian) likewise produces gas and crude methods of shale distillation once supplied some local oil near Buena Vista. The Marcellus and Genesee (Devonian) shales of New York also yield a little gas, but the volume is small and quickly puffs out. Dark Lorraine shales (late Ordovician) also give a show of gas when first struck by the drill.

Valid source rocks for many producing oil and gas pools, dark Appalachian shales do not figure large as present or future reservoirs save as they may sometime be distilled for shale-oil by methods not presently profitable or necessary.

## HISTORY AND DEVELOPMENT

The Appalachian Basin is the birthplace and cradle of the American oil industry and is the oldest continuously producing region in the United States. During the first 50 years of its development it supplied more than 75 percent of all domestic oil production, but the volume of its present oil production is scarcely 1 percent of the present United States output and its total contribution to the volume of oil produced in the United States is now barely 5 percent.

Numerous early Appalachian explorers visited and described some of the oil springs and seeps already well known to the Indians, but these reports were regarded merely as extravagant tales of a little-known land. The oil spring near Cuba, New York, was described by a Franciscan missionary in 1627, and the oil seep at Titusville, Pennsylvania, was well known by 1750. Goerge Washington visited the famous Burning Springs in western West Virginia in 1775, and "Seneca Indian Oil" was highly regarded as a medicine before 1800. Marshall Lafayette is said to have spent the night at a hotel in Fredonia, New York, where natural gas was used for illumination. Several shallow wells were already providing barrelled medicine oil before Colonel Drake drilled his first successful oil well at Titusville in 1857.

It was in the Appalachian country that the machinery of well drilling was first improvised and later development, and the cable-tool drilling rig became a familiar feature of the western Pennsylvania, Ohio and West Virginia hills. Indeed, the peculiar adaptability of this type of drilling machinery to the Appalachian country still holds, and for many types of operations it is a more practical tool than the rotary rig. The continued use of cable tools for most Appalachian wells contributes to the mistaken impression that the Appalachian industry is still antiquated, but the fact remains that this type of operation is most advantageous for many parts of the region.

Various method of secondary recovery commenced in the Appalachian country. Deliberate illegal water flooding began in 1888 in the Bradford pool and the proess was legalized in 1921. In the meantime, however, it had almost doubled the production from the pool and had instigated air and gas injection as another means of repressurizing. At the present time, most Appalachian oil production is derived by secon-

dary recovery, and the development of underground storage for natural gas in steadily increasing in Appalachian states.

The basin is by no means fully explored nor its potential production completely discovered or exploited. This is particularly true for the deeper central portions of the basin, where only haphazard and uncoordinated exploration has been undertaken. There are still large regions, particularly the extreme northeastern end of the basin and the more highly folded eastern border, where thorough modern investigation has yet to be made. While substantial additions to the known oil reserves may prove unlikely, the possibility of adding large gas reserves is hopeful, and the problem of getting more of the known supplies out of the ground may be yet solved.

Both the high quality of Appalachian oil and the location of the basin near the industrial and residential Eastern seaboard give incentive to further Appalachian exploration. This basin supplies a large quantity of what is called "Pennsylvania Grade" crude oil, noted both for its uniform quality regardless of the age of its reservoir, and for its high lubricating fraction. The Appalachian region provides about one-tenth of all U. S. lubricating oil although its total production of crude oil is only one per cent of the United States total. At a time when the use of domestic fuel oil and natural gas is increasing in urban communities, proximity to the metropolitan East Coast suggests revised exploration and analysis of the Appalachian region. In the estimation of many who are familiar with the basin, its potential has not been exhausted.

#### PRODUCTION AND RESERVES

From 1859 to the present, the Appalachian basin has produced more than 2,000,000,000 barrels of oil; there may be as much as six billion barrels left in the ground, although the "proved" reserves are well below one billion barrels. This production has come from 450 separate pools whose combined area is nearly 150,000 square kilometers; more than 125,000 wells have been drilled in the basin by 2,000 producers. It is the largest area in the world producing a single grade of crude petroleum. Each barrel of "Pennsylvania Grade" crude oil provides 9 gallons of lubricants.

Recovery has been large in many Appalachian pools. In the Bradford pool, for example 84,000 acres produced about 250,000,000 bar-

# PRODUCTION, APPALACHIAN OIL AND GAS BASIN

|                    | Wells Drilled in 1954 |                    | Crude Petroleum (bbls)            |                        |                               | Natural Gas (MCF)                 |                        |                               |
|--------------------|-----------------------|--------------------|-----------------------------------|------------------------|-------------------------------|-----------------------------------|------------------------|-------------------------------|
|                    | No.                   | Aver. Depth (feet) | Total Production to Dec. 31, 1955 | Production during 1955 | Proved Reserves Dec. 31, 1955 | Total Production to Dec. 31, 1955 | Production during 1954 | Proved Reserves Dec. 31, 1954 |
| New York           | 423                   | 1450               | 195,600,000                       | 2,900,000              | 42,900,000                    | not available                     | 3,871,900              | 75,000,000                    |
| Pennsylvania       | 1241                  | 1900               | 1,886,200,000                     | 8,600                  | 96,400,000                    | 6,717,889,000                     | 158,050,000            | 751,844,000                   |
| West Virginia      | 760                   | 2742               | 458,950,000                       | 6,700,000              | 77,500,000                    | not available                     | 170,000,000            | 1,650,000,000                 |
| Ohio *             | 1167                  | 1800               | 641,376,000                       | 4,400,000              | 57,600,000                    | 2,836,832,000                     | 31,531,000             | 755,980,000                   |
| Kentucky (eastern) | 272                   | —                  | not available                     | 1,942,951 (1954)       | not available                 | not available                     | 70,000,000             | not available                 |
| Tennessee          | 17                    | 1170               | 560,000                           | 12,800 (1954)          | unknown                       | NO SIGNIFICANT PRODUCTION         |                        |                               |
| Virginia           | 22                    | 4500               | 225,000                           | 6,500 (1954)           | unknown                       | DATA NOT AVAILABLE                |                        |                               |
| Maryland           | 5                     | 4000               | NO SIGNIFICANT PRODUCTION         |                        |                               | DATA NOT AVAILABLE                |                        |                               |
| Totals (estimated) |                       |                    |                                   |                        |                               |                                   |                        |                               |

\* Figures include the production in western Ohio, not geologically within the Appalachian basin.



rels by open flow or nearly 3,000 barrels per acre. Water flooding, however, has already produced an equal volume, and is likely to add at least another 100,000,000 barrels, making a probable total recovery of 7,000 barrels per acre for the Bradford pool. Even this is barely a 50% total recovery of the total contained oil which is calculated as having originally been more than one billion barrels.

The peak Appalachian production was about 36,300,000 barrels during 1900, when it was five percent of the total U.S. production. In 1915, the basin only produced 23,000,000 barrels, but the introduction of secondary recovery methods raised this figure by 10,000,000 barrels in 1937. Since then the output has gradually fallen off and it is below 20,000,000 barrels at present. Whereas before 1900 the Appalachian region contributed 3 out of every 4 barrels of the domestic U.S. production, the total Appalachian production is now but one out of every 20 barrels of the all-time United States production.

The following table summarizes the present oil and gas production from the Appalachian basin:

#### REFERENCES

There is extensive literature on the stratigraphy of the Appalachian region, but few of its pools have been described in detail, and much valuable oil and gas information remains locked in operating company files. The various State geological surveys—New York, Pennsylvania, West Virginia, Ohio, and Kentucky—are repositories of well logs, sample fragments and cores, some of which have been studied with published results. State survey bulletins form the bulk of literature dealing with Appalachian production.

The following selected references treat the basin as a unit:

- BILLINGSLEY, J. E. *Occurrences of oil and gas in West Virginia, eastern Ohio and eastern Kentucky*; in "Problems of Petroleum Geology", Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1934, pp. 485-514.
- FETTKE, C. R., *Oil and gas developments in the Appalachian basin, past and present*; Penna. Topog. and Geol. Survey Bull. M., 37, 1953. (Reprinted from The Mines Magazine, Vol. 11, 1952, pp. 69-83.)
- FINN, F. H. *Geology and occurrences of natural gas in Oriskany sandstone in Pennsylvania and New York*; Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., Vol. 33, 1949, pp. 303-335.
- LAFFERTY, R. C. *Central basin of the Appalachian geosyncline*; Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., Vol. 25, 1941, pp. 781-825.
- PEPPER, J. F., et al., *Geology of the Bedford shale and the Berea sandstone in the Appalachian basin*; U. S. Geol. Survey Prof. Paper, 259, 1954, 111 pp.

- Various authors, Appalachian basin Ordovician symposium*; Vol. 32, No. 8, (August), Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1948, pp. 1395-1657.
- *Appalachian symposium*, Bull. Vol. 1, Appalachian Geol. Soc., 523 pp., Charleston, West Virginia, 1949.
- WOODWARD, H. P. *A review of the deep Appalachian basin*; Trans. N. Y. Acad. Sci., ser. II, Vol. 17, 1954, pp. 83-98.
- *Some properties of the deep Appalachian basin*; Trans. Amer. Petroleum Inst. Div. of Production, Vol. 34, 1954, pp. 68-80.



## NOTAS SOBRE LA GEOLOGIA PETROLERA DE MEXICO

Por LUIS BENAVIDES G.

*Subjefe de Geólogos  
de Petróleos Mexicanos.*

### R E S U M E N

En estas notas, preparadas con la autorización de Petróleos Mexicanos, se consignan de manera breve los datos sobresalientes en relación con la Geología Petrolera de México.

Se citan en primer término los antecedentes históricos de la Industria Petrolera Mexicana. Se habla a continuación de las provincias petroleras de México y de su distribución geográfica ilustrando este punto con la figura No. 1. En ésta se ve que los campos actualmente en desarrollo se encuentran, sin excepción, sobre la Costa del Golfo. Por lo que toca a las áreas petroleras y a las posiblemente petroleras, quedan situadas también sobre la Vertiente Atlántica, si bien por el lado del Pacífico se tiene en la porción sur de la Península de Baja California una región sedimentaria posiblemente petrolera.

Las zonas productoras de hidrocarburos y las áreas potencialmente petrolíferas consideradas en este capítulo forman parte de cuencas sedimentarias del Cretácico y del Terciario, con grandes espesores de rocas marinas, que se extienden a lo largo de la Planicie Costera del Golfo de México, cuencas cuyas condiciones geológicas generales se discuten someramente. Dentro de ellas se encuentran las cuatro zonas productoras de petróleo del País, a saber: la Cuenca de Burgos o Zona Noreste; la Cuenca de Tampico Tuxpan o Zona Norte (la más importante del País); la Cuenca de Veracruz o Zona de Veracruz (la de más reciente descubrimiento) y la Zona Sur dentro de la que quedan comprendidas la Cuenca Salina del Istmo y la de Macuspana-Campeche. Como complemento se presenta un cuadro que muestra la distribución estratigráfica de los campos petroleros de México.

En los capítulos siguientes se tratan con más amplitud cada una de las cuatro zonas petroleras del País, dos de las cuales, la Zona Norte y la Zona Sur, constan de varios distritos productores de hidrocarburos, mencionando en cada caso su ubicación, límites geográficos y geológicos, resumen histórico geológico, resumen estratigráfico, el desarrollo petrolero de la cuenca en consideración y los campos correspondientes de los cuales, aunque todos se mencionan, sólo unos cuantos se describen.

Finalmente, se hace referencia a una bibliografía selecta de la que puede echar mano quien pretenda conocer más a fondo la Geología Petrolera de México.

## INTRODUCCION

Las notas que a continuación se dan a conocer no representan sino una síntesis de la información que en relación con la Geología Petrolera de México se tiene en la actualidad.

El autor agradece a Petróleos Mexicanos el permiso para dar a conocer tal información. Agradece también al personal técnico y del Departamento de Dibujo de la Gerencia de Exploración de Petróleos Mexicanos su valiosa colaboración.

## ANTECEDENTES HISTÓRICOS

Aun cuando la explotación de petróleo en México no se inició en gran escala sino hasta principios del presente siglo, los conocimientos acerca de la existencia de aceite mineral en la República Mexicana, manifestada por chapopoterías y exudaciones superficiales de gas, se remontan a la época pre-cortesiana. La referencia escrita más antigua en relación con el petróleo mexicano aparece en la notable obra de Fray Bernardino Ribeira (mejor conocido como Fray Bernardino de Sahagún), "Historia General de las Cosas de la Nueva España" (1558-1569).

Los primeros intentos de aprovechamiento desde el punto de vista industrial datan de 1863, año en el que el sacerdote Manuel Gil y Sáenz, quien descubrió una exudación de petróleo cerca de Tepetitán, Tab., pretendió su explotación, sin tener éxito por falta de mercados, pese a la buena calidad del producto.

En los años subsecuentes, hasta finalizar el siglo XIX, se hicieron varios intentos más que no tuvieron éxito comercial. No fué sino hasta principios del siglo actual, entre los años de 1901 y 1904, cuando, merced a una serie de circunstancias favorables, se inició en firme el desarrollo de la industria petrolera de México.

En 1901 se comenzó a perforar en la zona de Cougas (hoy Furbero), obteniéndose una pequeña producción de carácter no comercial. De hecho, la producción comercial tuvo su principio en abril de 1904, cuando se terminó a la profundidad de 502.29 m. el pozo La Pez No. 1, de la Mexican Petroleum Co., en el que se registró una producción de 500 barriles de aceite por día.



Como dato complementario cabe mencionar que este pozo produjo hasta el 30 de abril de 1917, fecha en que se cerró, un total de 4,124,976 barriles de aceite.

En 1908 tuvo lugar un acontecimiento inusitado que, al atraer la atención de los intereses petroleros mundiales hacia México, influyó sin duda en el desarrollo de la industria petrolera del País. Tal suceso fué el reventón repentino que la madrugada del 4 de julio sufrió el pozo San Diego de la Mar No. 3, también llamado Dos Bocas, al llegar a las calizas del Cretácico a la profundidad de 566 metros. El brote de aceite y gas fué tan violento que en unos cuantos minutos destruyó la torre de perforación; el área se cubrió de gases que casi de inmediato tomaron contacto con el fuego de la caldera, produciéndose un incendio devastador que duró hasta el 30 de agosto del mismo año, cuando a causa de la invasión de agua salada se apagó por sí solo. Se estima que el pozo estuvo produciendo petróleo a razón de 200,000 barriles por día, de donde resulta que en esa corta etapa produjo unos 11,400,000 barriles.

A partir de este suceso que tuvo resonancia mundial se inició una etapa febril de perforaciones que dieron lugar al descubrimiento de una cadena de yacimientos dispuestos según una determinada orientación que constituye la Faja de Oro.

Algunos años más tarde, en febrero de 1916, se terminó el pozo Cerro Azul No. 4, que tuvo una producción inicial de 260,000 barriles por día, cifra no superada hasta la fecha.

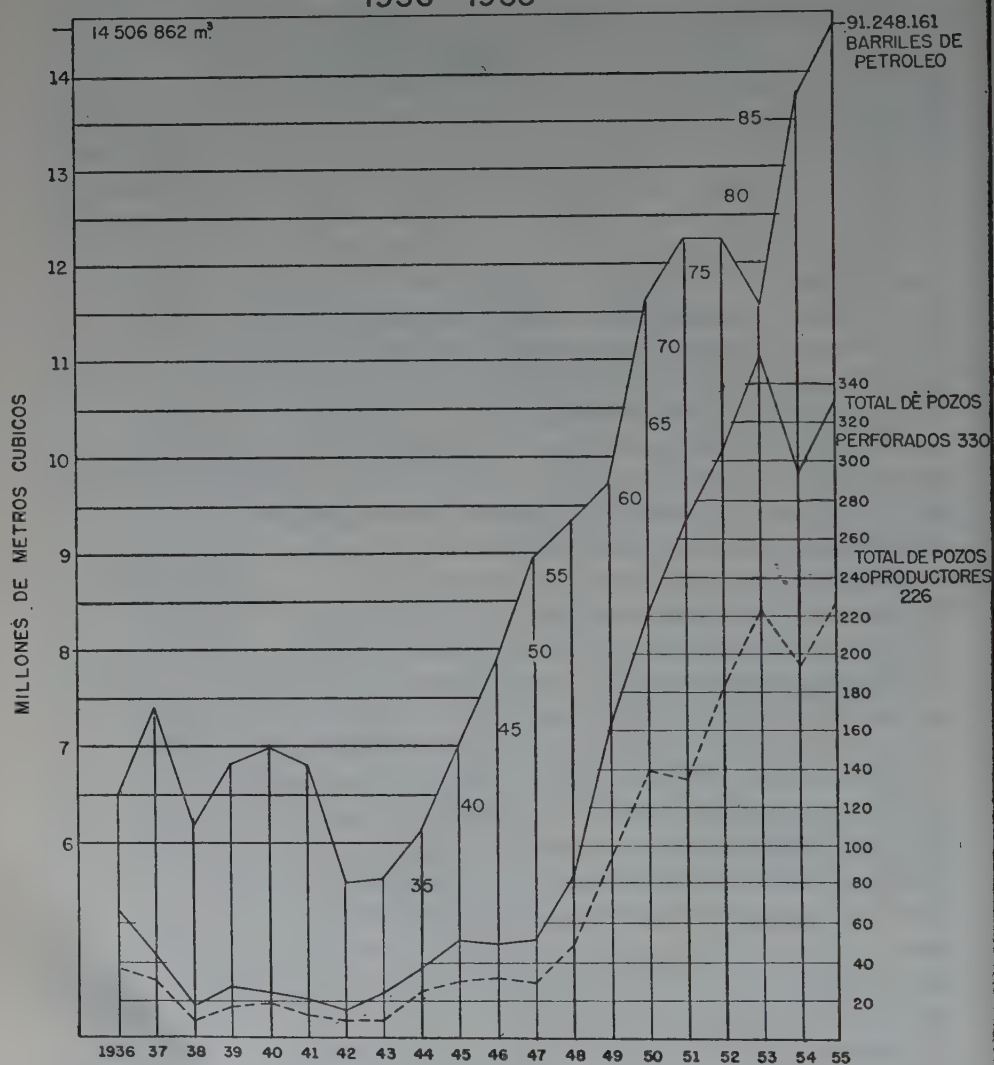
Ya para entonces, 1916, se tenían unos 25 campos productores de aceite, la mayoría de los cuales quedaban situados en lo que constituye en la actualidad la Zona Norte que más adelante se describe.

En el año de 1921, la producción petrolera de México llegó a su máximo de 193,397,587 barriles de aceite, situándose el país como el segundo productor en el mundo. En los años sucesivos la producción fué decreciendo paulatinamente hasta alcanzar en el año de 1932, el nivel de producción más bajo que se ha registrado desde 1915. En los años subsecuentes, hasta llegar a 1942, la producción tuvo ligeras altas y bajas, y ya de 1943 en adelante ha venido superándose continuamente la marca de producción la que para 1955, con 91,248,161 barriles de aceite llegó a ser la más alta después de 1926.

Asimismo, gracias al incremento que han experimentado las actividades exploratorias, en los últimos 15 años han sido descubiertos

# PRODUCCION DE PETROLEO Y POZOS PERFORADOS EN MEXICO

— 1936 - 1955 —



Gráfica No. 1.

89 campos petroleros que quedan distribuídos a lo largo de la costa del Golfo de México, en los Estados de Tamaulipas, Veracruz, Tabasco y Campeche.

El descubrimiento de nuevos campos petroleros, así como las cifras de la producción han crecido paralelamente al aumento de las actividades de exploración y al incremento de la perforación de pozos respectivamente, punto este último que se ilustra en la gráfica siguiente (Gráfica No. 1).

#### DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LAS PROVINCIAS PETROLERAS DE MÉXICO

Los trabajos geológicos de exploración y los de explotación del petróleo desarrollados en el país en el transcurso de varias décadas han permitido delinear el mapa geológico-petrolero de México en el cual pueden señalarse las *áreas productoras en la actualidad*, las *áreas petrolíferas* y las *áreas posiblemente petrolíferas*. (Figura No. 1).

Las porciones productoras de petróleo y las áreas petrolíferas señaladas en la figura No. 1 están situadas en la parte oriental del país sobre la planicie costera del Golfo de México, según una faja casi continua, pero de anchura variable, comprendida entre la Sierra Madre Oriental y el Golfo de México, que se extiende desde la frontera con los Estados Unidos hasta el extremo occidental de la Península de Yucatán. Contra lo que su nombre parece indicar, la llanura costera no es una verdadera planicie en su totalidad, pues dentro de ella se encuentran algunas cadenas de montañas como la Sierra de Tamaulipas, la de San José de las Rusias, la de Tantima y algunas otras prominencias orográficas.

Las áreas cuyas características geológicas permiten que se les considere como *posiblemente petrolíferas* pueden agruparse en dos grandes divisiones según que se encuentren del lado del Golfo de México o del lado del Océano Pacífico. A ésta se hará referencia nuevamente en páginas subsecuentes.

#### CONSIDERACIONES GEOLÓGICAS GENERALES EN RELACIÓN CON LAS ÁREAS PETROLÍFERAS

Las áreas productoras y las regiones petrolíferas antes mencionadas ocupan cuencas sedimentarias que se extienden a lo largo de la Planicie Costera del Golfo de México que están en muy estrecha rela-

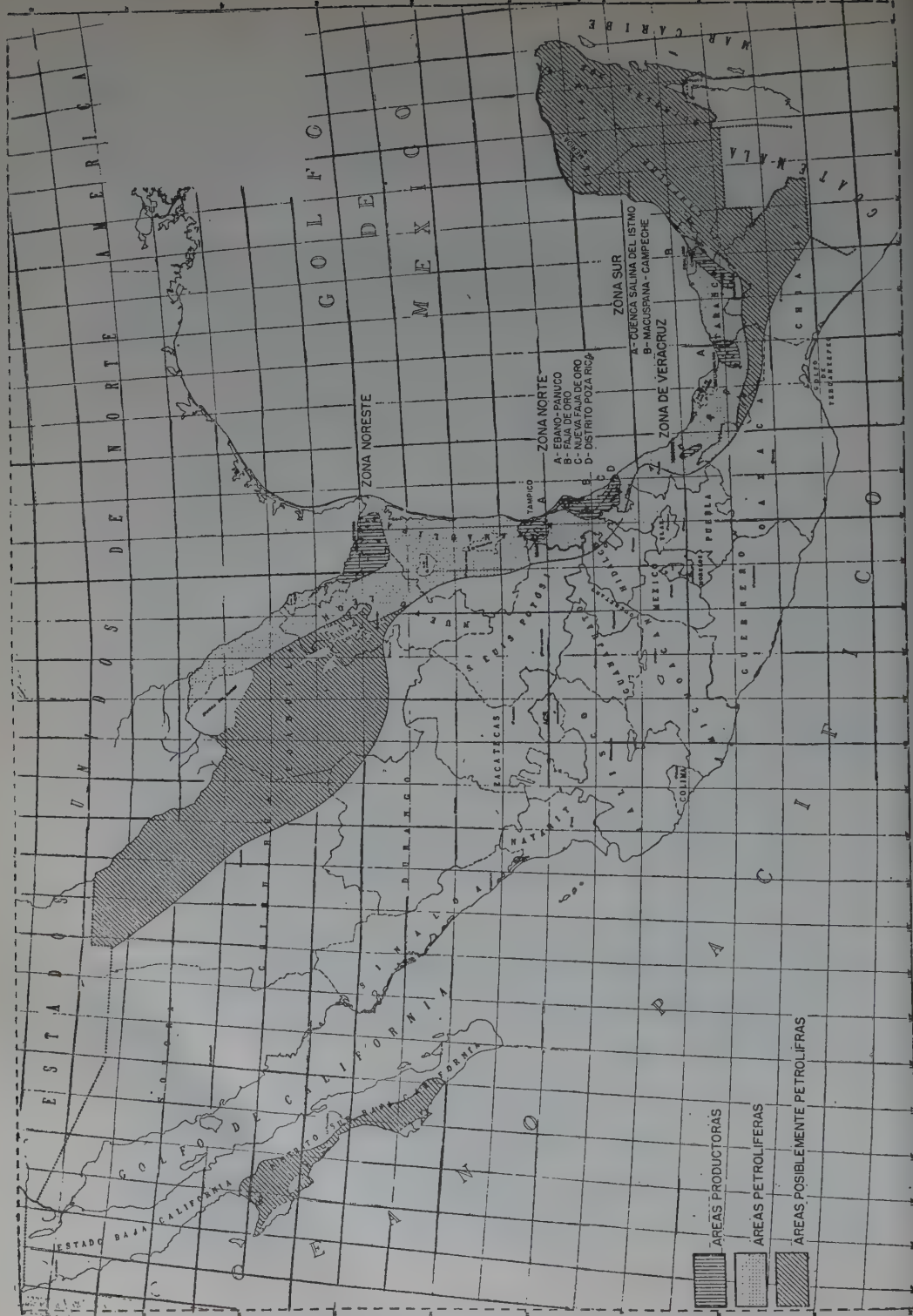


Figura No. 1.



ción con el Geosinclinal Mexicano\* cuyo levantamiento a fines del Cretácico y principios del Terciario dió lugar a su desarrollo a lo largo del frente de la Sierra Madre.

Durante el Mesozoico, particularmente en el Jurásico superior y en la mayor parte del Cretácico, la actual planicie costera del Golfo constituyó una plataforma que quedaba situada hacia el oriente del Gran Geosinclinal que antes se mencionó. Una vez que éste se levantó durante la Revolución Laramide, la planicie costera quedó sumergida y en tal estado permaneció durante todo el Terciario dando lugar a la formación de cuencas de sedimentación a lo largo de las márgenes del Golfo de México separadas una de otra por accidentes tectónicos como son: la Sierra de San Carlos y la Sierra de Tamaulipas en el norte; el Macizo de Teziutlán al sur de Misantla, Ver., el Macizo de Los Tuxtlas al noroeste de Coatzacoalcos, Ver., y el supuesto Macizo de Jalpa en Tabasco (Figura No. 2).

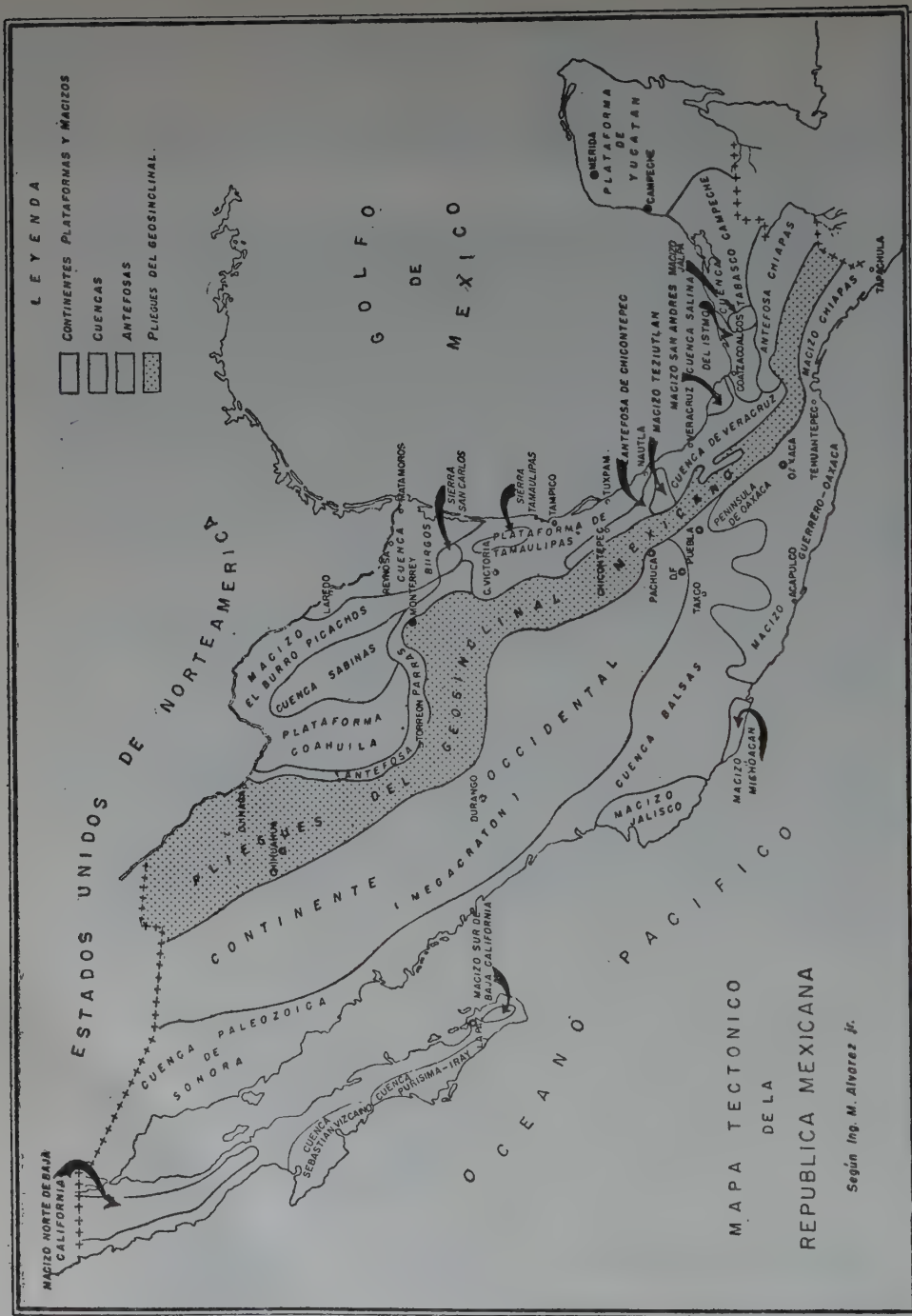
Las subdivisiones resultantes en cada caso han sido denominadas, citándolas de norte a sur: Cuenca de Burgos, Cuenca de Tampico Tuxpan, Cuenca de Veracruz, Cuenca Salina del Istmo, Cuenca de Tabasco-Campeche y Plataforma de Yucatán. \* \*

\* Del Geosinclinal Mexicano puede decirse en términos muy generales que ocupaba la mitad oriental de la actual República Mexicana según un eje de orientación NW-SE que, partiendo desde la frontera con los Estados Unidos pasara por la Ciudad de Chihuahua; al oriente de la Ciudad de Durango, punto donde sufre una ligera deflexión hacia el este para seguir después hacia el sureste pasando por Pachuca; al oriente de la Ciudad de Oaxaca, al sur de Matías Romero, Oax., por Cintalapa Chis., para seguir después hasta la frontera con la República de Guatemala (Figura No. 2).

\* \* Las áreas petroleras de México desarrolladas hasta la fecha, que son cuatro, tienen la siguiente correspondencia con las cuencas antes citadas:

| C U E N C A                                             | AREA PETROLERA                                                     |
|---------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------|
| Cuenca de Burgos                                        | Zona Noreste de México                                             |
| Cuenca de Tampico-Tuxpan                                | Zona Norte { Dto. Pánuco-Ebano<br>Faja de Oro<br>Dto. de Poza Rica |
| Cuenca de Veracruz                                      | Zona de Veracruz                                                   |
| Cuenca Salina del Istmo y<br>Cuenca de Tabasco-Campeche | Zona Sur { Dto. del Istmo<br>Dto. de Macuspana                     |





Según Ing. M. Alvarez jr.

Los sedimentos terciarios depositados en estas cuencas, especialmente los del Terciario Inferior, presentan características estratigráficas que les son peculiares de acuerdo con el medio de depósito, pero todos ellos ofrecen en común el hecho de ser, en términos generales, de carácter regresivo siendo la regresión de poniente a oriente o bien de sur a norte como sucede en Tabasco-Campeche.

Durante el Mioceno Inferior se registró una transgresión que cubrió por igual parte de la Cuenca de Veracruz, la Cuenca Salina del Istmo y parte de la Cuenca de Tabasco-Campeche según lo atestigua la distribución de los sedimentos de esa edad así como sus características litológicas y su contenido faunístico.

La secuencia estratigráfica conocida en la planicie costera del Golfo desde su borde occidental hacia el oriente revela la existencia de sedimentos cuya edad va del Jurásico al Reciente, siendo perceptible la presencia de varias discordancias. Este punto se tratará con más detalles al hablar de cada Provincia Petrolera en particular.

Entre los sedimentos que constituyen los diferentes grupos y formaciones de cada una de las cuencas petrolíferas de México se ha establecido una correlación cronológica que es la que se presenta en la Tabla No. 1 de la página siguiente.

La estructura geológica de la planicie de que se trata es relativamente simple en comparación con la de la Sierra Madre Oriental que forma su límite por el occidente. En ésta y especialmente al occidente de la Cuenca de Tampico-Tuxpan se aprecian fenómenos tectónicos complejos en tanto que en la planicie las estructuras presentan en general menos complicaciones.

Las principales líneas estructurales de la planicie costera son paralelas a la Sierra Madre Oriental excepto en la Cuenca Salina del Istmo donde en los fenómenos estructurales se deja sentir la influencia combinada del empuje de la Sierra y del movimiento de las masas de sal que yacen bajo los sedimentos terciarios.

#### EDAD DE LAS ROCAS PRODUCTORAS DE PETRÓLEO EN MÉXICO

La producción de las diferentes áreas petrolíferas del país mencionadas en las líneas precedentes proviene de formaciones de edades diversas de acuerdo con las condiciones estratigráficas y estructurales



locales quedando distribuída desde el punto de vista estratigráfico como se indica a continuación (Tabla No. 2).

Según esta tabla la producción actual de hidrocarburos proviene de sedimentos cuya edad va del Cretácico Inferior al Mioceno Superior sin que esto signifique que no pueda encontrarse en formaciones de mayor antigüedad.

Las características litológicas de las rocas productoras varían de una provincia a otra, pero generalizando el problema puede decirse lo siguiente:

La producción del Cretácico se obtiene de calizas (con porosidad primaria y/o inducida) y de brechas calcáreas (casos de la Zona Norte y de la Zona de Veracruz, respectivamente).

La producción del Eoceno se obtiene de arenas en el caso de los campos de la Zona Noreste y de areniscas pobremente cementadas en algunas ocasiones en varios campos del Distrito de Poza Rica, en la Zona Norte. La porosidad de las arenas citadas en primer término varía entre 15 y 26% y su espesor fluctúa entre 3 y 20 m. En el caso de las areniscas la porosidad varía entre 10 y 15% y su espesor oscila entre 2 y 18 ó 20 m. teniendo casi siempre delgadas intercalaciones de lutita o de marga.

La producción del Oligoceno, de donde procede la mayor parte de los hidrocarburos que se explotan en la Zona Noreste, proviene de arenas de grano fino, a veces ligeramente arcillosas, con porosidad que varía entre 15 y 24% y que alcanzan espesores que van de los 2 a los 25 m.

La producción del Mioceno, que alcanza su mayor importancia en los campos de la Zona Sur, proviene de desarrollos de arena de grano fino a medio, a veces ligeramente arcillosa, interestratificados con lutitas, con porosidad de 14 a 28% y con espesores en extremo variables, ya que se conocen arenas productoras de 2 ó 3 metros de potencia hasta poco más de 200 m. como sucede en algunos de los campos de Tabasco.

#### ÁREAS POSIBLEMENTE PRODUCTORAS

Además de las áreas productoras de hidrocarburos existen, según antes se dijo, otras que reúnen las características geológicas que se precisan para conceptuarlas como posiblemente productoras de petró-

T A B L A N o . 2.

DISTRIBUCION ESTRATIGRAFICA DE LOS  
CAMPOS PETROLEROS DE MEXICO.

| PERIODO   | E D A D  | ZONA NORESTE    |                 |                             |                       | ZONA SUR            |                               |
|-----------|----------|-----------------|-----------------|-----------------------------|-----------------------|---------------------|-------------------------------|
|           |          | ZONA<br>NORESTE | PANUCO<br>EBANO | FAJA DE ORO<br>ESTE Y OESTE | DISTRITO POZA<br>RICA | ZONA DE<br>VERACRUZ | CUENCA<br>SALINA<br>MACUSPANA |
| PLIOCENO  |          |                 |                 |                             |                       |                     |                               |
|           | Superior |                 |                 |                             |                       |                     | x x                           |
| MIOCENO   | Medio    |                 |                 |                             |                       |                     | x x                           |
|           | Inferior | x               |                 | x                           |                       |                     | x x                           |
|           | Superior | x               |                 |                             |                       |                     | x?                            |
| OLIGOCENO | Medio    | x               |                 | x                           |                       |                     |                               |
|           | Inferior | x               |                 |                             |                       |                     |                               |
|           | Superior | x               |                 |                             | x                     |                     |                               |
| EOCENO    | Medio    |                 |                 |                             | x                     |                     |                               |
|           | Inferior |                 |                 | x                           | x                     |                     |                               |
|           | Superior |                 | x               |                             |                       | x                   |                               |
| CRETACICO | Medio    |                 |                 | x                           | x                     |                     |                               |
|           | Inferior |                 | x               |                             |                       |                     |                               |



leo. Tales áreas potencialmente petrolíferas pueden agruparse dentro de dos grandes divisiones que podían denominarse:

1.—*Parte Oriental del País.*

2.—*Región del Pacífico.*

1.—La *parte Oriental del País* puede subdividirse a su vez en tres porciones que son:

- a) Oriente de Coahuila y Nuevo León.
- b) Occidente de Coahuila y Oriente de Chihuahua.
- c) Oriente de Campeche y Península de Yucatán.

a).—En la primera de estas subdivisiones afloran principalmente sedimentos calcáreos del Cretácico Inferior al Cretácico Superior con predominio de estos últimos. Las estructuras de esta porción son en términos generales paralelas a los pliegues de la Sierra Madre Oriental, es decir, se orientan de NW a SE. Las perspectivas petroleras de esta subdivisión quedan circunscritas estratigráficamente a los mismos sedimentos cretácicos o bien a los sedimentos jurásicos subyacentes. Las trampas más favorables quedarían situadas a “grosso modo” sobre el flanco oriental de la unidad tectónica denominada Plataforma de Coahuila, en la Cuenca de Sabinas y sobre el borde occidental del Macizo el Burro-Picachos (Figuras Nos. 1 y 2).

b).—La segunda subdivisión, que cubre la parte occidental del Edo. de Coahuila y la parte oriental del de Chihuahua forma parte, tectónicamente, de los pliegues del Geosinclinal Mexicano, de la Antefosa de Parras y de una gran porción de la Plataforma de Coahuila.

En esta subdivisión están expuestas rocas sedimentarias del Cretácico principalmente, pero también afloran sedimentos marinos del Jurásico y aún del Paleozoico. Se encuentran además extensos derrames de rocas ígneas extrusivas con sus correspondientes productos piroclásticos, así como también se conocen algunas intrusiones ígneas de tipo ácido.

En esta porción las perspectivas de obtener producción de hidrocarburos abarcan rocas del Mesozoico (Cretácico Inferior y Jurásico) y sedimentos del Paleozoico, rocas estas últimas que poseen características estratigráficas y litológicas favorables para ser productoras de Petróleo si se les llega a encontrar bajo condiciones estructurales adecuadas.

c).—La tercera subdivisión, que cubre una de las partes más atractivas entre las que son poco conocidas desde el punto de vista petrolero, comprende la parte suroriental del Estado de Chiapas, la parte occidental del de Campeche y la mayor parte de la Península de Yucatán incluyendo en ella el Territorio de Quintana Roo.

En esta zona afloran principalmente sedimentos del Cretácico y del Terciario y las posibilidades petrolíferas involucran por igual a unos y otros puesto que ambos resultan de interés a juzgar por sus características estratigráficas.

En general puede decirse que en las tres subdivisiones antes mencionadas que constituyen la parte oriental de México que ofrece posibilidades petrolíferas, las actividades exploratorias se encuentran en un estado incipiente de desarrollo, ya que hasta hace pocos años la mayor parte de las investigaciones geológico petroleras habían estado encauzadas preferentemente, como secuela lógica, al desenvolvimiento de las áreas más prometedoras, más accesibles o bien, más próximas a las instalaciones petroleras previamente establecidas.

2.—*Región del Pacífico.* Dentro de ésta se considera como área posiblemente petrolífera la parte occidental del Territorio de la Baja California.

La parte occidental de este territorio que ofrece atractivos desde el punto de vista petrolero se encuentra entre los 24° y los 28° de latitud norte. Está limitada al oriente por la Sierra de La Giganta y al poniente por el Océano Pacífico. Dentro del área así delimitada que cubre una superficie de 38,000 Km<sup>2</sup> aproximadamente, se tienen dos cuencas sedimentarias conocidas con los nombres de Cuenca de Sebastián Vizcaíno y Cuenca de Purísima-Iray (Figura No. 2).

En la primera de estas cuencas están expuestos sedimentos marinos del Cretácico, del Eoceno y del Mioceno; hay algunos derrames ígneos del Cenozoico Medio y del Superior y extensos depósitos continentales del Cuaternario. Las rocas sedimentarias de esta cuenca tiene un echado regional hacia el este-noreste.

La profusa distribución de los depósitos del Cuaternario enmascara las condiciones estructurales del subsuelo, razón por la que se hace necesaria recurrir a la exploración geofísica.

En la Cuenca de Purísima-Iray, situada inmediatamente al sur de la anterior y separada de ésta por un estrecho levantamiento de rocas cretácicas, afloran más o menos aisladamente sedimentos ma-

rios del Eoceno, del Mioceno y del Plioceno, pero la mayor parte de su superficie está también cubierta por depósitos cuaternarios, por lo cual la exploración petrolera se ha llevado a cabo combinando la geofísica con la perforación de pozos de sondeo estratigráfico mediante los cuales se han determinado la presencia de rocas marinas del Cretácico en el subsuelo de esta Cuenca.

A juzgar por los resultados obtenidos hasta la fecha, la Cuenca de Purísima-Iray parece más atractiva que la primera.

En una y otra cuencas las posibilidades petrolíferas están asociadas con rocas del Cretácico, del Paleoceno y del Eoceno, sedimentos dentro de los cuales se han registrado ciertas manifestaciones de hidrocarburos, especialmente en la Cuenca de Purísima Iray.

## DESCRIPCION DE LAS PROVINCIAS PETROLERAS

### I.—ZONA NORESTE

UBICACIÓN.—La provincia petrolera conocida con el nombre de Zona Noreste se encuentra en el extremo nororiental de la República Mexicana y ocupa, según antes se dijo, la Cuenca de Burgos que constituye geológicamente el extremo sur del geosinclinal de la Costa del Golfo que alcanza su máximo desarrollo en los Estados norteamericanos de Texas y Louisiana. Sus límites geográficos lo son: Por el norte el Río Bravo; por el oriente el Golfo de México; por el sur y suroeste el Río Soto la Marina y el flanco oriental de la Sierra de Cruillas. El límite occidental lo formaría una línea que, partiendo del flanco oriental de la Sierra de Cruillas pasase al oriente de Montemorelos y que de este punto siguiese hacia el norte para pasar al poniente de la Ciudad de Laredo, Tamps. La línea mencionada de manera tan general representa el contacto Cretácico-Eoceno (Figura No. 3). La superficie confinada dentro de tales límites es de aproximadamente 45,000 Kms<sup>2</sup>.

En esta parte del país predomina la topografía de grandes llanuras, lo que permite que el territorio de la Zona Noreste resulte de fácil acceso para el desarrollo de trabajos geológicos y geofísicos.

ESTRATIGRAFÍA.—Dentro de la cuenca así delimitada afloran sedimentos del Eoceno al Reciente (ver Tabla No. 1), dispuestos de manera que las capas más antiguas yacen en la porción occidental siendo más y más jóvenes hacia el oriente (Figuras Nos. 3 y 4).

Litológicamente, los depósitos terciarios de la Cuenca de Burgos están representados por una alternancia de lutitas y arenas depositadas en un mar que se retiraba paulatinamente hacia el oriente, y que tuvo una serie de transgresiones y regresiones que dieron origen a una serie de depósitos clásticos de arenas y arcillas de origen lacustre o marino que en sus zonas costeras ofrecen condiciones estratigráficas favorables para la acumulación de hidrocarburos. (Las arenas productoras de hidrocarburos en los diversos campos de esta

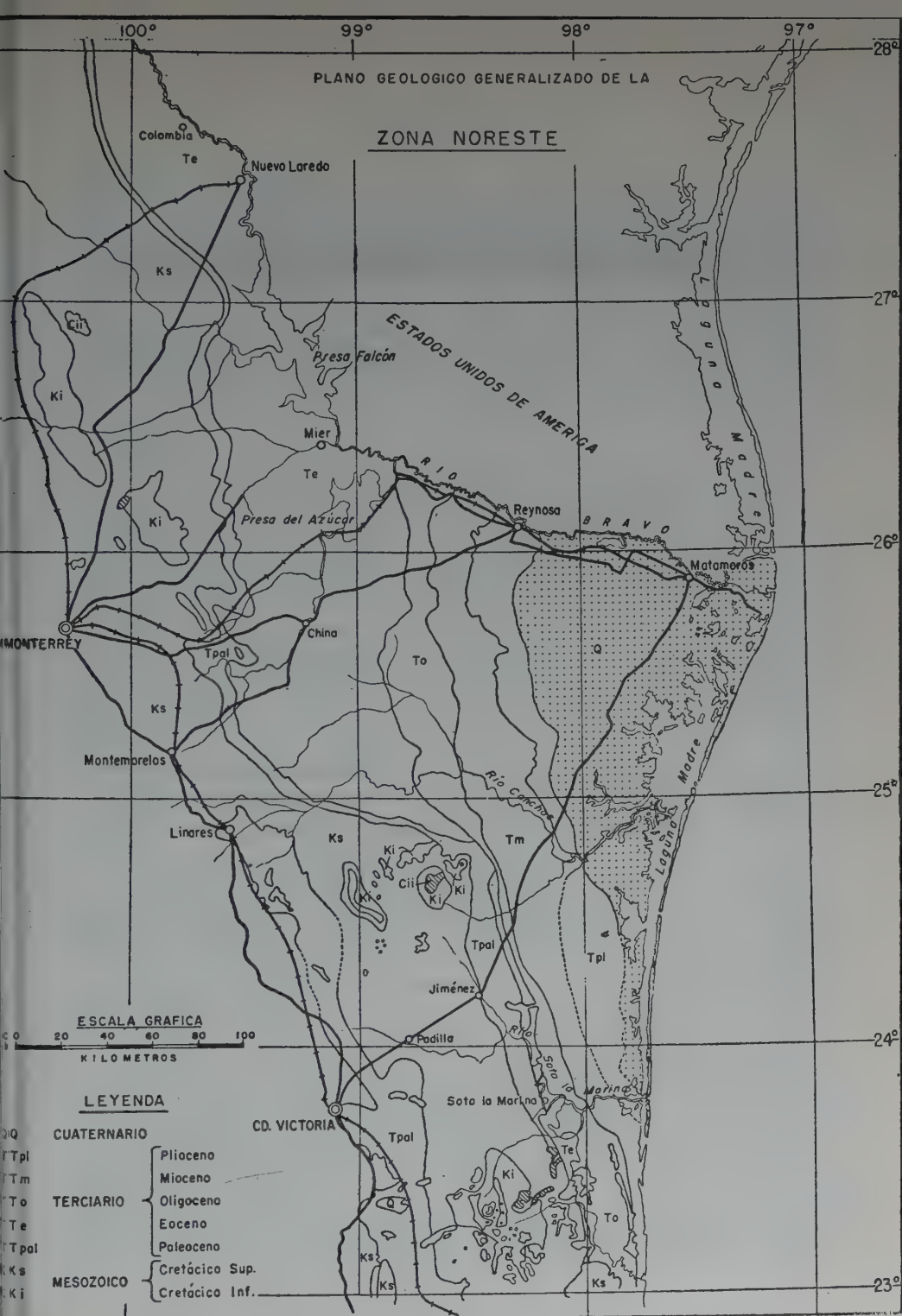


Figura No. 3.



provincia se encuentran a profundidades aproximadamente iguales, en formaciones cada vez más jóvenes cuanto más se acercan a la costa).

Los sedimentos terciarios de la Cuenca de Burgos se extienden al Estado de Texas, donde fueron descritos primeramente, por lo cual se ha adoptado la misma nomenclatura para el noreste de México (Tabla No. 1).

Las características sobresalientes de las formaciones terciarias de la Zona Noreste son las siguientes:

### *Paleoceno.*

*Velasco.*—La formación Velasco de la Cuenca de Burgos representa una facies de aguas profundas equivalente a la parte inferior de la formación Midway. Forma una franja de unos 390 kilómetros de largo y de anchura variable que se extiende desde el río Salado, unos 15 Kms. al oriente de su cruce con la carretera Monterrey-Laredo, hacia el sur y sureste, pasando al poniente de Agualeguas, por Cerralvo, N. L., Los Ramones, Cd. Jiménez y que llega hasta el poniente de Soto la Marina, Tamps.

La formación está constituida por una serie de margas y lutitas de colores gris y gris azul, con algunos delgados lechos de arenisca calcárea. Su contenido de microfauna es característico.

La formación se acuña hacia el extremo norte de la faja de su afloramiento. Su espesor varía de 250 a 800 metros.

*Formación Midway.*—(Espesor: 400 a 1,000 metros).

La franja de sedimentos de la formación Midway se orienta burdamente de N a S, ensanchándose en el área de General Treviño. La parte inferior de la formación está representada por sedimentos de litoral tales como arenas y areniscas con abundante glauconita y lentes calcáreas con fósiles retrabajados, especialmente foraminíferos, del Cretácico.

Los estratos superiores de la formación Midway consisten de sedimentos marinos de aguas profundas representados por lutitas con abundante fauna marina y con escasas concreciones calcáreas.

En sus afloramientos en el Río Bravo está expuesta una sección que se compone de una serie de capas de caliza fosilífera de 3 a 4 m. de espesor sobre los que yacen bancos gruesos de arenisca de color gris que por intemperismo adquieren un color amarillento. Las

areniscas están cubiertas, a su vez, por lutitas marinas oscuras con abundantes fósiles, especialmente foraminíferos y con numerosas concreciones de carbonato de hierro de color rojo.

El espesor conocido de la formación Midway varía de 400 metros en la región de La Escalera a más de 1,000 metros en el área de General Treviño. Más al sur, la formación se adelgaza rápidamente y desaparece en los afloramientos por Burgos y Cruillas, en donde se observa una transgresión de los sedimentos. En los pozos que han cortado esta formación no se han registrado manifestaciones de hidrocarburos.

### *Eoceno.*

*Formación Wilcox.*—(800-1,300 m.).—Los sedimentos de la formación Wilcox descansan discordantemente sobre la formación Midway. Están constituidos por capas delgadas de lutita y de arenisca arcillosa dispuestos en alternancia. Ocasionalmente se encuentran, intercalados, bancos gruesos de arenisca micacífera, con estratificación cruzada y capas gruesas de arcilla de colores gris y rojo. En la parte media de la formación se distinguen capas de yeso y de material lignítico.

Superficialmente, la formación Wilcox está distribuida según una franja paralela a la de la formación Midway; su mayor espesor superficial se registra en el área de Vaquería donde se han podido establecer algunas subdivisiones litológicas.

En los afloramientos, el espesor de esta formación varía de 800 a 1,300 metros. En el campo de La Presa, que más adelante se describirá, sólo se cortaron 230 m. de esta formación, sin salir de ella.

### *Grupo Claiborne.*

*Formación Carrizo.*—(300-800 m.).—La base de la formación está constituida por arenas y areniscas. Cerca del río San Juan, entre éste y el gasoducto de Monterrey, N. L., la porción basal de la formación está representada por una arenisca conglomerática con *Lumachella* sp.

En general, la formación Carrizo se compone en su mayor parte de arenas y areniscas de grano fino a medio, de colores blancos a rojizo de acuerdo con el grado de intemperismo. Entre estos sedimentos se encuentran intercalaciones arcillosas de 2 a 15 metros de espesor.

La característica litológica más notable de esta formación es la presencia de la arenisca "Once Lomas". Esta, que es una arena de duna, de grano fino a grueso, frecuentemente tiene estratificación cruzada, con colores de gris, naranja, rojo a blanco-azuloso.

El espesor de la formación varía de 300 a 800 metros en los alrededores de Vaquería, pero hacia el sur se adelgaza hasta desaparecer cerca de Burgos.

En el pozo La Presa No. 4 se cortaron 230 metros de esta formación sin salir de ella.

*Formación Mount Selman.*—(250-1,200 m.).—Esta formación incluye los miembros Weches, Queen City y Recklaw, diferenciables litológica y paleontológicamente. Sus mejores afloramientos se encuentran en las regiones de Aldamas y China, N. L.

El miembro inferior, Recklaw, está constituido por arenas interestratificadas con lutitas y arcillas de colores verde, rosa y púrpura, ferruginosa a veces, con yeso y trazas de azufre y con lutitas carbonosas, que sugieren su origen subcontinental. Descansan aparentemente en secuencia normal sobre la formación Carrizo. Este miembro se puede diferenciar litológicamente de la formación Carrizo subyacente y de la Queen City que lo cubre, por el color rojizo, el mayor porcentaje de lutitas abigarradas y por el tamaño del grano de las arenas.

El miembro Queen City se compone de arenas de cuarzo de grano fino a medio, de color gris, interestratificadas con lechos de lutitas y arcillas con foraminíferos de aguas salobres.

El miembro superior Weches está representado por depósitos esencialmente marinos. Se compone de arenas de color gris, lutitas de colores café, gris y rojizo, con abundancia de foraminíferos y macrofósiles. En su parte superior se presentan concreciones ferruginosas de color oscuro.

El espesor de la formación Mount Selman varía desde 250 metros en el área de La Escalera, N. L., a 1,200 metros al poniente de Cd. Mier, ocupando una faja con anchura máxima de 32 Km. al noroeste de Nuevo Laredo, Tamps.

En la superficie, la formación Mount Selman se refleja en una topografía de valles amplios y lomas prominentes.

*Formación Cook Mountain.*—(250-1,000 m.).—Los sedimentos que constituyen esta formación afloran en una faja orientada burdamente

de nor-noroeste a sur-sureste que pasa por Nuevo Laredo y Ciudad Mier, Tamps., por General Bravo, N. L. y sigue hacia el sureste, para perderse, por acuñamiento, cerca de los límites entre los Estados de Nuevo León y Tamaulipas, al norte del río San Fernando. La anchura máxima de su afloramiento se registra al sureste de C. Mier, Tamps.

En la localidad típica, a lo largo del Río Bravo, la formación Cook Mountain está formada principalmente por una serie de areniscas glauconíticas de color gris verdoso que alternan con capas delgadas de arcillas de colores café y gris, muy fosilíferos, que por intemperismo toman un color amarillo intenso.

En el sur de Texas la formación ha sido subdividida en dos miembros llamados Crockett y Sparta, basándose dicha subdivisión en un cambio vertical de facies. El miembro inferior Sparta está formado por sedimentos continentales en su mayor parte, en tanto que el superior revela condiciones marinas a juzgar por la abundancia y por la clase de fauna fósil que contiene. Se encuentra una gran variedad de gasterópodos, pelecypodos y foraminíferos.

La formación Mount Selman presenta en la superficie espesores que varían de 250 metros en el área de la Escalera a más de 700 metros en el área de Aldamas, N. L. y de casi 1,000 metros de la región de Vaquerías.

En el subsuelo ha sido encontrada por algunas perforaciones, entre las que se cuentan los pozos de La Presa, con 300 metros de sedimentos de esta formación y los pozos de La Pescada y Carlos Cantú, con 400 metros de Cook Mountain.

Sus contactos superior e inferior son concordantes.

*Formación Yegua.*—Representa la parte superior del grupo Claiborne, y al igual que las formaciones anteriores, su afloramiento se orienta prácticamente de oriente a sur, alcanzando su máxima anchura al SW de Rancherías.

La formación Yegua consiste de una potente serie de arcillas de colores gris y verde, con intercalaciones de lutitas carbonosas, dispuesta entre dos cuerpos de areniscas de color gris, que se conocen con los nombres de Areniscas Mier las de la parte inferior y areniscas Alamo las de la parte superior. Entre las arcillas se encuentran lechos de ostreas.



El espesor de la formación varía de 100 metros cerca del río Bravo a 1,000 metros en la estructura Ochoa-La Pescada, así como en el Pozo Cabeza No. 1. La formación desaparece hacia el extremo sur de la Cuenca de Burgos por transape de la formación Jackson del Eoceno Superior, cosa que igualmente sucede con otras formaciones más antiguas que, hacia el sur, también se pierdan al quedar cubiertas por la formación Jackson (Véanse Figuras Nos. 3 y 4).

La formación Yegua es de importancia económica dentro de la Cuenca de Burgos. De ella producen los campos de Rancherías, Zacate y Cabeza (Tabla No. 3 de la página 380).

*Formación Jackson.* (Eoceno Superior, 300-2,000 m.).—La formación Jackson consiste de arenas y areniscas interestratificadas con lutitas arenosas de colores gris y verde, fosilíferas, con capas de ceniza volcánica y madera silicificada en la parte media y superior.

En términos generales, la formación varía de una facie predominantemente arenosa y tobácea en el norte, a un complejo más lutítico hacia el sur. Los típicos cuerpos de arenisca que forman lomas alargadas se estrechan hacia el sur del Río Bravo. Junto con el cambio de facies se advierte un aumento en el espesor de la formación donde predomina el desarrollo lutítico.

La formación contiene una abundante fauna de foraminíferos que permite subdividirla en tres miembros conocidos con los nombres de *Whitsett*, *McElroy* y *Caddell*.

El miembro inferior *Caddell* está compuesto por areniscas y arcillas calcáreas con lignita y yeso, algunos lechos con *Venericardia* y por capas lutíticas con abundancia de foraminíferos. En los pozos donde se le ha cortado, este miembro alcanza poco más de 200 metros de espesor.

En el miembro *McElroy* las arcillas yesíferas predominan sobre las areniscas, notándose además la presencia de capas delgadas de ceniza volcánica. Abunda la microfauna. El espesor de sedimentos de este miembro, cortado en los pozos del área de Camargo, es de unos 500 metros.

El miembro *Whitsett* está formado por areniscas y arenas arcillosas de color gris, con cristales de piritita y mica y con abundancia de microfósiles. El espesor de este miembro, conocido en pozos de la Cuenca de Burgos es del orden de 200 metros.





Figura No. 1.





El espesor del total de la formación Jackson varía dentro de límites muy amplios. En sus afloramientos de la parte norte, en la región de Mier-Camargo tiene de 450 a 600 metros de potencia, en tanto que hacia el sureste, en el pozo Cabeza No. 2, se registraron 1956 metros de sedimentos de esa formación.

La formación Jackson es de importancia económica en la Cuenca de Burgos, puesto que la producción de hidrocarburos de algunos de los pozos perforados en esa Cuenca proviene de sedimentos de esa edad.

### *Oligoceno*

En las formaciones del Oligoceno del Noreste de México, al igual que en las del sur de Texas, se dejan sentir tantos cambios de facies que resulta difícil definir unas de otras, especialmente en los trabajos de geología superficial. En trabajos de subsuelo el problema resulta menos agudo, pues con la ayuda de los registros eléctricos y de los foraminíferos contenidos en los sedimentos se consigue una diferenciación aceptable para correlaciones locales.

Todas las formaciones oligocénicas conocidas en la Cuenca de Burgos son productoras de hidrocarburos al grado que, en la actualidad, constituyen por sí solas la base del desarrollo petrolero de esta provincia geológica.

El Oligoceno de la Cuenca de Burgos incluye las formaciones siguientes:

Formación Catahoula  
Formación Anáhuac  
Conglomerado Norma  
Formación Frío  
Formación Vicksburg

*Formación Vicksburg.*—Representa la base del Oligoceno.—Es de interés económico por los desarrollos arenosos que presenta en su sección, que son productores de aceite y gas en varios campos tanto de México como del sur de Texas. Está constituida por sedimentos marinos y salobres, arcillas y arenas de grano fino a medio que alternan con lechos de ceniza volcánica, con abundancia de microfósiles. Su separación de la suprayacente formación Frío por medios paleontológicos resulta un tanto difícil a causa de la escasez

de fósiles índice. En las correlaciones entre pozos se subsana esta dificultad mediante el uso de los registros eléctricos y de la litología. Entre las dos formaciones que se mencionan se encuentra una potente sección arenosa que los separa y que se ha denominado *Sam Fordyce*, que ha sido considerada en unos casos como cama de la formación Vicksburg y en otros, como base de la formación Frío. En cualquier caso, constituye una buena base para la correlación.

Por medios micropaleontológicos pueden distinguirse dentro de la formación Vicksburg dos zonas definidas: una zona de aguas salobres y una zona de aguas marinas, cada una de ellas con fauna propia de su ambiente.

La zona de aguas salobres, que es la superior, se encuentra inmediatamente debajo de la arena *Sam Fordyce*. Dentro de la zona marina, que es la inferior se encuentran los cuerpos arenosos Misión y Heard, productores de aceite y gas.

En el campo Misión, la formación Vicksburg tiene alrededor de 1000 metros de espesor.

*Formación Frío.*—Esta yace concordantemente sobre la formación Vicksburg y en discordancia bajo el conglomerado Norma y la formación Catahoula. Está formada esencialmente por lutitas de colores gris y rojizo, bentoníticas, con escasos lentes arenosos. En su afloramiento superficial carece de fauna y se le considera representativo del miembro no-marino del subsuelo.

En las perforaciones, tanto en la Cuenca de Burgos como en el sur de Texas se han podido distinguir dos miembros de la formación Frío que se conocen con los nombres de Frío no Marino el suprayacente y Frío Marino el inferior.

El miembro Frío Marino se compone principalmente de lutitas de colores gris, verde y café, con abundancia de foraminíferos. En algunos campos se presenta, hacia la parte media de la sección de Frío Marino, una serie de arenas con intercalaciones delgadas de lutita. En algunas de tales arenas se han registrado manifestaciones de hidrocarburos.

El Frío no-Marino está formado por lutitas de colores café rojizo, gris y verde, fragmentos de anhidrita y de yeso, y varios cuerpos arenosos de carácter lenticular, de grano fino a grueso, de permeabilidad variable, muy calcáreas en partes, que constituyen los horizon-

tes productores en el campo. Este conjunto de sedimentos prácticamente carece de fauna.

La época marina de la formación Frío se caracterizó por una transgresión del mar, con oscilaciones locales, depositándose a lo largo de la zona costera grandes cantidades de arcillas y arenas, en un medio favorable para el desarrollo de micro y macrofauna. A continuación sobrevino el depósito de sedimentos subcontinentales, de aguas someras y lacustres, del miembro no-Marino de la formación Frío.

El espesor de la formación Frío varía dentro de límites muy amplios, desde unas cuantas centenas de metros hasta 4000 metros en los campos de la parte oriental de la cuenca de Burgos.

En el campo de Reynosa, El Frío no-Marino tiene 1200 metros de espesor y del Frío Marino se conocen unos 700 metros.

*Conglomerado Norma.*—Se trata de un desarrollo sedimentario local que cubre a la formación Frío y está cubierto a su vez por la formación Catahoula. Lo forma un gran abanico de clásticos gruesos, desde gravilla hasta guijarros grandes de 30 a 40 cm. de diámetro, depositado por alguna corriente fluvial. Los cantos rodados que lo forman se derivan de caliza, roca ígnea y arenisca. Se encuentran además restos de madera silicificada, fragmentos de pedernal y algunos lechos arenosos de carácter lenticular. Se trata, en consecuencia, de un depósito continental de distribución local. Su afloramiento en la superficie cubre una superficie de 49 Km. de longitud por 6 Km. de ancho como máximo.

El espesor del Conglomerado Norma es de 75 a 80 metros.

*Formación Anáhuac.*—No ha sido identificada en la superficie; sólo se le ha reconocido en los pozos de la parte oriental de la Cuenca de Burgos. Está representada por sedimentos marinos, —lutitas de colores café y café rojizo y arenas de grano fino, de colores café a gris, pobremente consolidados. Esta formación, que adopta la forma de una cuña que se ensancha hacia el oriente, puede subdividirse paleontológicamente en tres miembros o zonas llamadas *Zona Marginulina*, *Zona Heterostegina* y *Zona Discorbis*, representada cada una por ciertos microfósiles que le son característicos.

Tratándose, como es el caso, de una cuña, el espesor de la formación Anáhuac es variable según el sitio donde se le mida, siendo



cada vez más potente hacia el oriente. En el campo de Reynosa la formación Anáhuac tiene de 150 a 160 metros de espesor.

*Formación Catahoula.*—Se compone de lutitas y arenas con abundancia de material tobáceo. Las lutitas son de color gris verde, plásticas; las arenas presentan color gris. Las tobas son de colores gris claro, gris verdoso y verdes, de textura fina. Los sedimentos de esta formación están en general bien estratificados y parecen haber sido depositados a lo largo de una zona costera de aguas poco profundas. En términos generales, la formación no tiene fauna. Hasta la fecha no ha resultado productora de hidrocarburos en los campos petroleros de la Cuenca de Burgos.

Su espesor conocido en el Noreste, es de 80 a 120 metros.

### *Mioceno.*

*Formaciones Oakville y Lagarto.*—Está representado por las formaciones Oakville y Lagarto. Se les ha identificado en afloramientos superficiales, pero no se les ha subdividido en las perforaciones.

Las formaciones Oakville y Lagarto están formadas por sedimentos continentales y de aguas someras.

Están constituídas por arenas y areniscas, gravas y arcillas, materiales dispuestos en capas que frecuentemente presentan estratificación cruzada.

En la formación inferior Oakville se encuentran fragmentos de *Ostrea* y microfósiles del Cretácico re TRABAJADOS.

La formación Lagarto, que es la superior, está cubierta en su casi totalidad por caliche.

El espesor de Mioceno conocido en la Cuenca de Burgos varía de 20 a 1,800 metros, correspondiendo el mayor espesor a las áreas próximas a la línea costera.

### *Plioceno.*

*Formación Goliad.*—(Equivalente a la Formación Reynosa). La forman sedimentos de origen continental, —gravas, arenas y arcillas con trazas de material yesífero—, que probablemente fueron depositados por ríos y arroyos caudalosos sobre la superficie del Mioceno en forma de grandes abanicos deltaicos. Su espesor varía de 15 a 35 metros.

### *Pleistoceno.*

*Formaciones Lissie y Beaumont.*—Está representado por las formaciones *Lissie* y *Beaumont*. Ambas son de origen continental y fueron depositadas a lo largo de ríos y arroyos; a lo largo de la costa y en deltas. Litológicamente se componen de gravas, arenas de estratificación cruzada y arcillas, sedimentos entre los que con frecuencia se encuentran restos de madera petrificada.

El espesor de los sedimentos pleistocénicos de la Cuenca de Burgos es de 300 metros en la región cercana a la costa.

**ESTRUCTURA.**—Las rocas terciarias expuestas en la Zona Noreste tienen un rumbo general de norte a sur, con echado regional hacia el oriente, notándose un marcado engrosamiento de los sedimentos en esa dirección, que corresponde al depósito en un mar cuya costa se fué desplazando hacia el oriente, con profundidad creciente en ese sentido.

Tectónicamente la Cuenca de Burgos presenta relativamente pocas deformaciones. Las más notables por su intensidad se presentan en su parte occidental y se manifiestan con toda claridad en los sedimentos del Eoceno que allí afloran. Los ejes estructurales principales guardan un marcado paralelismo con los pliegues de la Sierra Madre Oriental que se encuentran al poniente y al suroeste; consecuentemente están orientados prácticamente de noroeste a sureste y de norte a sur en el extremo noroccidental de la Cuenca de Burgos, pero gradualmente se desvían más hacia el suréste a medida que se avanza hacia el sur.

En el área de exposición del Eoceno se distinguen dos diferentes sistemas de afallamiento, tan importante uno como el otro, según los cuales las fallas se orientan de NE a SW y de NW a SE.

Las características estructurales enunciadas, —pliegues y fallas que se manifiestan en el Eoceno— parecen haberse formado en las postrimerías de este período (y tal vez en los principios del Oligoceno) como reflejo de la actividad póstuma de Revolución Laramide.

Al oriente de esta franja, en el área donde están expuestos sedimentos del Terciario Medio y Superior, las deformaciones son más bien ligeras y parecen ser la consecuencia de movimientos epeirogénicos y de asentamientos del Geosinclinal del Golfo, lo que ha originado la formación de pliegues suaves y de afallamientos normales, casi todos con el bajo hacia el oriente.

A diferencia de lo que sucede en la costa del Golfo de los Estados de Texas y Louisiana, en la Cuenca de Burgos no se han encontrado domos o intrusiones salinos, aunque la forma burdamente dómica de algunos de los campos de petróleo o gas de esa región sugiere que las estructuras pueden haber sido formadas por el empuje vertical de masas salinas sepultadas a gran profundidad.

#### DESARROLLO PETROLERO DE LA CUENCA DE BURGOS

En la Cuenca de Burgos prácticamente no existen manifestaciones superficiales de hidrocarburos. Así pues, las primeras exploraciones con fines petroleros que se realizaron en esta zona fueron una consecuencia del desarrollo petrolero del Estado de Texas. Hacia 1920 y en los años inmediatamente siguientes se registraron frecuentes descubrimientos de campos petroleros en territorio del Estado de Texas, E.U.A. donde, al parecer, existían condiciones geológicas semejantes. A partir de entonces se ejecutaron en territorio mexicano diversos trabajos exploratorios de geología superficial, sismología, gravimetría y sondeos estructurales, pero las perforaciones en busca de acumulaciones de hidrocarburos en cantidades comerciales, no tuvieron éxito en su mayor parte, pues no obstante que se perforaron unos pozos de exploración, sólo se descubrieron entre 1931 y 1937, cuatro campos de gas de relativamente poca importancia (La Presa, Rancherías, Lajitas y Laredo). A causa de tan pocos aciertos, en 1934 se decía que: "En vista de los resultados descorazonantes de los pozos perforados, a pesar de su posición estructuralmente favorable, debe inferirse que en el Noreste de México la estructura no es un requisito de primer orden para la acumulación de petróleo y pudiera ser que el factor dominante en este respecto fuera el de las facies de los sedimentos y su distribución, como es el caso en muchos campos petrolíferos en el sureste de Texas".

De esta manera, la primera campaña de actividades exploratorias, que entre 1920 y 1930 alcanzaron su máximo de intensidad, disminuyó hacia la mitad del decenio siguiente.

La segunda etapa de exploración en la Zona Noreste data de 1942, esta vez con resultados más halagadores, pues tres años después, en 1945, se descubrió el campo de Misión y a partir de entonces y hasta

junio de 1956 se han descubierto en total 27 campos productores de hidrocarburos, (gas y destilados principalmente y aceite en un menor número de ellos), según se indica en la Tabla No. 2 y en la figura número 5.

#### CAMPOS PETROLEROS DE LA ZONA NORESTE

*Generalidades:*—En todos los casos la producción de los campos de la Cuenca de Burgos proviene de desarrollos arenosos terciarios, —del Eoceno al Mioceno— que están dispuestos a lo largo del rumbo de las formaciones formando franjas burdamente paralelas a las antiguas líneas de costa. Por esta especial disposición de las formaciones productoras se ha clasificado a los campos petroleros del Noreste de México en grupos o fajas según que las arenas productoras principales, o las posiblemente productoras, pertenezcan al Eoceno, al Oligoceno o al Mioceno.

Los actuales campos productores de esta región están asociados en la mayoría de los casos con estructuras del tipo anticlinal, generalmente de cierre pequeño y de flancos suaves. Existen también afallamientos normales que ocasionalmente participan en el control de la acumulación de petróleo o gas, pero no menos importante que los factores antes citados es la distribución de las facies porosas en el subsuelo que dan lugar a la formación de trampas estratigráficas, generalmente en los flancos de los anticlinales, pero también en monoclinales y terrazas.

En forma general puede decirse que los sedimentos tienen mayores espesores sobre los flancos que en la cima de los anticlinales. Por otra parte, muchas de las fallas principales parecen haber estado en actividad mientras se efectuaba la sedimentación, dando lugar al desarrollo de un espesor mayor de sedimentos en el lado del bajo de la falla.

*Fajas productoras de la Cuenca de Burgos.*—De acuerdo con lo asentado anteriormente, son en la actualidad tres las fajas de producción de la Cuenca de Burgos. Se les designa con los nombres de *Faja del Eoceno*, *Faja del Oligoceno* y *Faja del Mioceno* respectivamente según que las principales formaciones productoras pertenezcan a una u otras de esas edades. La faja más prolífera, dentro de la cual se en-

| CUENCA DE BURGOS |                          |                               |         |              |               |       |         |           |       |         |
|------------------|--------------------------|-------------------------------|---------|--------------|---------------|-------|---------|-----------|-------|---------|
| CAMPOS           | AÑO DE<br>DESCUBRIMIENTO | EDAD DE LAS ROCAS PRODUCTORAS |         |              |               |       |         |           |       |         |
|                  |                          | EOCENO                        |         |              |               |       | OLIGOC. |           | MIOC. |         |
|                  |                          | WILCOX                        | CARRIZO | MOUNT SELMAN | COOK MOUNTAIN | YEGUA | JACKSON | VICKSBURG | FRIO  | ANAHUAC |
| LA PRESA         | 1931                     |                               | X       | X            |               |       |         |           |       |         |
| RANCHERIAS       | 1933                     |                               |         |              |               | X     | X       |           |       |         |
| LAJITAS          | 1934                     |                               | X       | X            |               |       |         |           |       |         |
| LAREDO           | 1937                     |                               | X       | X            |               |       |         |           |       |         |
| MISION           | 1945                     |                               |         |              |               |       |         | X         |       |         |
| CAMARGO          | 1948                     |                               |         |              |               |       |         | X         |       |         |
| REYNOSA          | 1948                     |                               |         |              |               |       |         |           | X     | X       |
| VALADECES        | 1948                     |                               |         |              |               |       | X       |           |       |         |
| FRANCISCO CANO   | 1948                     |                               |         |              |               |       |         |           | X     | X       |
| BRASIL           | 1949                     |                               |         |              |               |       |         |           | X     |         |
| MONTERREY        | 1950                     |                               |         |              |               |       |         |           | X     |         |
| TREVIÑO          | 1951                     |                               |         |              |               |       |         |           | X     |         |
| LOMITAS          | 1951                     |                               |         |              |               |       |         | X         |       |         |
| MEXICANO         | 1952                     |                               |         |              |               |       |         |           | X     |         |
| RIO BRAVO        | 1953                     |                               |         |              |               |       |         |           | X     |         |
| CHAPUL           | 1953                     |                               |         |              |               |       |         |           | X     |         |
| ZACATE           | 1953                     |                               |         |              |               |       | X       |           |       |         |
| 18 DE MARZO      | 1954                     |                               |         |              |               |       |         |           |       | X       |
| VILLA CARDENAS   | 1954                     |                               |         |              |               |       |         |           | X     |         |
| CABEZA           | 1954                     |                               |         |              |               | X     | X       |           |       |         |
| PRESITA          | 1954                     |                               |         |              |               |       |         |           | X     |         |
| CAÑON            | 1955                     |                               |         |              |               |       |         |           | X     |         |
| EL PATO          | 1955                     |                               |         | X            |               |       |         |           |       |         |
| BERRENDO         | 1955                     |                               |         |              |               |       |         |           | X     |         |
| GUILLERMO PRIETO | 1956                     |                               |         |              |               |       |         |           |       | X       |
| AZUCAR           | 1956                     |                               |         | X            |               |       |         |           |       |         |
| CULEBRA          | 1956                     |                               |         |              | X             |       |         |           |       |         |

Tabla No. 3.





cuentran los campos más importantes, es la del Oligoceno. (El desarrollo en cada una de estas fajas de producción se indica adelante).

*Faja de Producción del Eoceno.*—En ella se encuentran los 4 campos descubiertos en la primera etapa de desarrollo de la Cuenca de Burgos y 4 de los campos recientemente descubiertos. Tales campos productores en el Eoceno son los siguientes:

| Campo      | Fecha Descubr. | Formación Productora.       | Productor de    |
|------------|----------------|-----------------------------|-----------------|
| La Presa   | 1931           | Eoc. Carrizo y Mount Selman | Gas             |
| Rancherías | 1933           | Eoc. Yegua y Jackson        | Gas             |
| Lajitas    | 1934           | Eoc. Carrizo y Mount Selman | Gas             |
| Laredo     | 1937           | Eoc. Carrizo y Mount Selman | Gas             |
| Valadeces  | 1948           | Eoc. Jackson                | Gas y Destilado |
| Zacate     | 1953           | Eoc. Jackson                | Accite          |
| Cabeza     | 1954           | Eoc. Yegua y Jackson        | Gas y Destilado |
| El Pato    | 1955           | Eoc. Mount Selman           | Gas y Destilado |

Con excepción del Campo de Cabeza, toda la producción de la franja del Eoceno obtenida hasta la fecha proviene de anticlinales, pero la información geológica obtenida tanto de las perforaciones de los campos en desarrollo como de los pozos de perforación, revela que la permeabilidad de las arenas varía dentro de límites muy amplios y que es posible que existan importantes acumulaciones de hidrocarburos en trampas estratigráficas, como es el caso en el área productora del Eoceno en el Sur de Texas.

En el caso particular del campo de Cabeza, (que está situado a 80 Km. al SW de la Ciudad de Reynosa, Tamps.), donde sólo se ha perforado un pozo, se tienen razones para considerar que la acumulación de hidrocarburos se aloja en una trampa estratigráfica ya que el trabajo sismológico que dió lugar al descubrimiento del campo no muestra cierre estructural a la profundidad de la que produce el pozo descubridor.

A pesar de que los primeros campos petroleros de la Cuenca de Burgos corresponden a la Faja de Producción del Eoceno, la proporción de pozos perforados dentro de ella es relativamente baja en razón de que se le ha dado preferencia al desarrollo de campos en el Oligo-

ceno, por quedar estos últimos en posición geográfica más favorable en relación con las vías de comunicación y los centros de consumo.

*Faja de Producción del Oligoceno.*—Dentro de esta faja se encuentran los campos más importantes de la Cuenca de Burgos, razón por la que las actividades encaminadas a su desarrollo económico se han acentuado en esta faja. Como consecuencia, la Faja del Oligoceno resulta ser la que en la actualidad se conoce con más detalle.

Los campos que en esta faja se encuentran, son los siguientes:

| Campo            | Fecha Descubr. | Formación Productora.          | Productor de        |
|------------------|----------------|--------------------------------|---------------------|
| Misión           | 1945           | Olig. Vicksburg                | Gas y destilado     |
| Camargo          | 1948           | Olig. Vicksburg                | Gas                 |
| Reynosa *        | 1948           | Olig. Frío y Anáhuac           | Aceite, gas y Dest. |
| Fco. Cano        | 1948           | Olig. Frío, Anáhuac y Oakville | Aceite, gas y Dest. |
| Brasil           | 1949           | Olig. Frío                     | Gas                 |
| Monterrey        | 1950           | Olig. Frío                     | Aceite, gas y Dest. |
| Treviño          | 1951           | Olig. Frío                     | Aceite, gas y Dest. |
| Lomitas          | 1951           | Olig. Vicksburg                | Aceite, gas y Dest. |
| Mexicano *       | 1952           | Olig. Frío                     | Gas y destilado     |
| Río Bravo        | 1953           | Olig. Frío                     | Aceite              |
| Chapul           | 1953           | Olig. Frío                     | Gas y destilado     |
| 18 de Marzo      | 1954           | Olig. Anáhuac                  | Gas y destilado     |
| Villa Cárdenas   | 1954           | Olig. Frío                     | Gas y destilado     |
| Presita          | 1954           | Olig. Frío                     | Gas y destilado     |
| Cañón            | 1955           | Olig. Frío                     | Gas y destilado     |
| Berrendo         | 1955           | Olig. Frío                     | Aceite              |
| Guillermo Prieto | 1956           | Olig. Anáhuac                  | Gas                 |

\* El desarrollo y extensión del Campo de Reynosa hacia el Noroeste, en dirección al Campo El Mexicano, ha llegado a un grado tal que puede considerarse que ambos campos forman en realidad una sola unidad.

Todos los campos descubiertos hasta la fecha en la Faja del Oligoceno, se encuentran sobre anticlinales de flancos más o menos suaves localizados por el método sismológico; pero los trabajos de desarrollo de los campos indican que existen arenas productoras acuñadas en los flancos, dentro de las cuales deben existir reservas cuantiosas.

La información geológica obtenida en los campos y en los pozos de exploración alejados de las áreas productoras muestra que los desarro-

llos arenosos disminuyen hacia la parte occidental sur de la faja del Oligoceno, acuñándose en esta misma dirección. Por tal razón, es posible que se lleguen a desarrollar campos de importancia en las zonas de acuñamiento de las arenas, sin que sea necesaria la existencia de estructuras cerradas, del tipo de anticlinal.

La mayor parte de los campos petroleros que corresponden a la Faja de Producción del Oligoceno se encuentran en la parte norte, próximos al Río Bravo, en virtud de que esta parte del territorio que cubre la Cuenca de Burgos, está más favorecida en lo que respecta a medios de comunicación, en relación con la parte sur.

*Faja de Producción del Mioceno.*—Esta faja queda situada entre la antes mencionada Faja de Oligoceno y la costa del Golfo de México. Aunque en ésta se han efectuado pocas perforaciones de exploración, los resultados obtenidos indican que existen desarrollos de arenas potencialmente productoras de hidrocarburos. Se sospecha que en esta faja puedan existir, al igual que en las del Eoceno y del Oligoceno, trampas estratigráficas atractivas desde el punto de vista petrolero, además de las trampas estructurales que ya han sido definidas por los trabajos de sismología.

Por lo que a producción se refiere, ya se ha obtenido producción comercial en arenas del Mioceno en el campo de Francisco Cano (Tabla No. 2).

*Posibilidades de Producción en el Cretácico.*—Entre las áreas probablemente petroleras de la Cuenca de Burgos cabe mencionar la Faja del Cretácico. Ocupa ésta la parte más occidental de la Cuenca, cubriendo territorio de los Estados de Tamaulipas y Nuevo León. Dentro de ella han sido perforados unos cuantos pozos (Chapa 1, Popote 21, Guerrero 3, La Palma 1-A, González Treviño 1, etc.) que han alcanzado y penetrado en parte de la columna cretácica. Estas perforaciones no tuvieron éxito desde el punto de vista comercial; sin embargo, en algunas de ellas se registraron importantes manifestaciones de hidrocarburos lo que permite considerar que la Faja del Cretácico puede eventualmente llegar a ser productora de gas y/o aceite en cantidades comerciales, para lo cual será preciso formular un programa de perforaciones de exploración adecuado.



## CAMPOS TÍPICOS DE LA ZONA NORESTE

En las páginas siguientes se describirán algunos de los campos petroleros de la Cuenca de Burgos para ejemplificar las condiciones estratigráficas y estructurales, así como las características de producción sobresalientes.

La información de los campos más importantes en las Fajas de Producción del Eoceno y Oligoceno de la Zona Noreste se indica adelante:

*Campos La Presa y Lajitas*

*Localización.*—Ambos campos se encuentran en el extremo noroccidental del Estado de Tamaulipas, próximos a la Ciudad de Mier.

El campo de La Presa se encuentra a 15 Km. al SSE de Mier, Tamps. y a 90 Km. al WNW del campo Reynosa-Mexicano. El campo de Lajitas, que está al NW del anterior queda situado a 8 Km. al suroeste de la antes citada población de Mier y a 96 Km. al WNW del campo Reynosa-Mexicano.

*Antecedentes.*—Los campos de La Presa y de Lajitas, que se encuentran entre los primeros descubrimientos en la Cuenca de Burgos, están situados sobre una misma estructura en dos pequeñas culminaciones locales, distantes 12 Km. una de otra. La estructura mencionada, denominada Anticlinal de Nogalito, fué descubierta por geología superficial en 1926 y sus posibilidades petrolíferas fueron evidentes al perforarse el pozo La Presa No. 1. Este pozo, que se terminó en septiembre de 1931 alcanzó una profundidad total de 614.1 m. y resultó productor de gas en dos diferentes horizontes arenosos pertenecientes a la formación Queen City del Eoceno cuya cima se encontró a la profundidad de 381 m. Posteriormente se perforaron tres pozos hasta hacer un total de 4, de los cuales uno resultó improductivo.

Pocos años después, en 1934, se perforó dentro de la misma estructura, una culminación situada más al norte, lo que dió lugar al descubrimiento del campo de Lajitas. El pozo descubridor lo fué el "M y M" No. 2 (\*) terminado en julio de 1934, que alcanzó una profundidad total de 471 m. habiéndose descubierto dentro de la formación Queen City del Eoceno dos horizontes de gas a las profundidades de

\* "M y M" Muñoz y Martínez, nombre da la Cía. perforadora.





449.1 y 470 metros respectivamente. Posteriormente, en 1936, se profundizó el pozo hasta 620.5 m. encontrándose un nuevo cuerpo productor de gas.

Tras el pozo descubridor se perforaron 6 más hasta hacer un total de 7, todos los cuales resultaron productores de gas.

*Estructura.*—El anticlinal de Nogalito sobre el cual se encuentran los campos de La Presa y Lajitas, está orientado de NW a SE. Cerca de su parte más alta el eje es ligeramente convexo hacia el oriente. Las dos culminaciones de forma burdamente cómica que se encuentran a lo largo del eje y sobre las cuales se hallan los dos campos mencionados, están separadas por una depresión topográfica bien marcada que también se manifiesta ligeramente por sus echados correspondientes.

Los echados medidos en la superficie que definen el anticlinal son más bien suaves, de  $3^{\circ}$  a  $6^{\circ}$  en promedio. Hacia el norte la estructura se estrecha y se aplanan gradualmente hasta desaparecer a unos 6 Kms. al poniente de Mier, Tamps. El eje del anticlinal buza hacia el sur ( $3^{\circ}$  -  $4^{\circ}$ ) y en esta misma dirección se ensancha y desaparece unos 7 Km. antes de llegar al río San Juan. La longitud aproximada del anticlinal de Nogalito resulta así de unos 30 Km. (Fig. No. 6).

Sobre la culminación de la estructura está expuesta la formación Cook Mountain del Eoceno.

*Estratigrafía.*—A lo largo de la culminación estructural afloran sedimentos de la formación Cook Mountain del Eoceno Medio. Con las perforaciones de La Presa y Lajitas se ha llegado hasta la formación Wilcox del Eoceno Inferior, según se indica en la siguiente columna estratigráfica correspondiente al pozo La Presa No. 4.

POZO LA PRESA No. 4

| EOCENO             | Elevación M. R. 124 m. |
|--------------------|------------------------|
| Cook Mountain      | Aflora                 |
| Weches             | 300 m.                 |
| Queen City         | 385                    |
| Recklaw            | 865                    |
| Carrizo            | 1130 ?                 |
| Wilcox             | 1360                   |
| Profundidad Total: | 1821 m.                |

*Rocas Productoras. Producción.*—Se carece de registros fidedignos en relación con los intervalos productores. Se sabe simplemente que se trata de cuerpos de arena de tres a cinco o seis metros de espesor que pertenecen a las formaciones Queen City y Carrizo del Eoceno.

La producción de gas de estos campos y en particular la del campo de Lajitas es digna de tomarse en cuenta según lo ilustran las tablas siguientes:

PRODUCCION DE GAS EN LOS CAMPOS DE LA PRESA Y LAJITAS  
CAMPO LA PRESA

| Año  | POZOS |         | Producción M <sup>3</sup> de Gas. |             |
|------|-------|---------|-----------------------------------|-------------|
|      | Prod. | Improd. | Anual                             | Acumulativa |
| 1937 | 2     | 0       | 2.029,072                         | 2.029,072   |
| 1938 | 2     | 0       | 3.937,916                         | 5.966,988   |
| 1939 | 2     | 0       | 3.351,254                         | 9.318,242   |
| 1940 | 3     | 1       | 5.877,879                         | 15.196,121  |
| 1941 | 3     | 1       | 6.180,960                         | 21.377,081  |
| 1942 | 3     | 1       | 4.932,763                         | 26.309,844  |
| 1943 | 3     | 1       | 4.425,622                         | 30.735,466  |
| 1944 | 3     | 1       | 4.110,265                         | 34.845,731  |
| 1945 | 3     | 1       | 3.932,723                         | 38.778,454  |
| 1946 | 3     | 1       | 3.799,425                         | 42.577,879  |
| 1947 | 3     | 1       | 4.418,336                         | 46.996,215  |
| 1948 | 3     | 1       | 5.938,811                         | 52.935,026  |
| 1949 | 3     | 1       | 5.197,030                         | 58.132,056  |
| 1950 | 3     | 1       | 3.995,977                         | 62.128,033  |
| 1951 | 3     | 1       | 3.130,358                         | 65.258,391  |
| 1952 | 3     | 1       | 2.862,024                         | 68.120,415  |
| 1953 | 3     | 1       | 2.649,895                         | 70.770,310  |
| 1954 | 3     | 1       | 2.529,223                         | 73.299,533  |

## CAMPO LAJITAS

| Año  | POZOS |         | Producción M <sup>3</sup> de Gas. |             |
|------|-------|---------|-----------------------------------|-------------|
|      | Prod. | Improd. | Anual                             | Acumulativa |
| 1934 | 1     | 0       | 2.531,915                         | 2.531,915   |
| 1935 | 1     | 0       | 3.122,861                         | 5.654,776   |
| 1936 | 2     | 0       | 4.935,258                         | 10.590,034  |
| 1937 | 4     | 0       | 49.130,617                        | 59.720,651  |
| 1938 | 4     | 0       | 58.835,832                        | 118.556,483 |
| 1939 | 4     | 0       | 55.265,805                        | 173.822,288 |
| 1940 | 5     | 0       | 62.894,130                        | 236.716,418 |
| 1941 | 5     | 0       | 40.948,360                        | 277.664,778 |
| 1942 | 6     | 0       | 61.641,773                        | 339.306,551 |
| 1943 | 6     | 0       | 46.017,045                        | 385.323,596 |
| 1944 | 6     | 0       | 27.864,307                        | 413.187,903 |
| 1945 | 7     | 0       | 16.782,514                        | 429.970,417 |
| 1946 | 7     | 0       | 27.774,292                        | 457.744,709 |
| 1947 | 7     | 0       | 33.443,887                        | 491.188,596 |
| 1948 | 7     | 0       | 32.436,187                        | 523.624,783 |
| 1949 | 7     | 0       | 23.888,693                        | 547.513,476 |
| 1950 | 7     | 0       | 19.916,001                        | 567.429,477 |
| 1951 | 7     | 0       | 15.940,985                        | 583.370,462 |
| 1952 | 7     | 0       | 13.554,222                        | 596.924,684 |
| 1953 | 7     | 0       | 11.598,826                        | 609.523,510 |
| 1954 | 7     | 0       | 10.044,508                        | 619.568,018 |

*Campo de Reynosa (Reynosa-Mexicano)*

*Localización.*—La unidad que puede llamarse Reynosa-Mexicano se encuentra a 10 Km. al SE y ESE de la Ciudad de Reynosa, Tamps. Su extremo nororiental queda limitado superficialmente por el río Bravo, si bien es posible que la estructura se extienda aún dentro de territorio norteamericano.

El área que comprende el campo se encuentra cubierta por caliche que forma mesas de una elevación media de 50 metros sobre el nivel del mar.

*Antecedentes.*—La estructura que constituye el campo de Reynosa fué descubierta en 1944 por medio de trabajos de sismología de

reflexión. Previamente, en los años de 1942-1943, se había efectuado, no sólo en el área de Reynosa, sino en la mayor parte de la Cuenca de Burgos, un levantamiento gravimétrico regional de acuerdo con el cual inmediatamente al poniente de la Ciudad de Reynosa pasa un eje de valores mínimos con orientación general norte-sur en cuyas proximidades la gravedad aparece muy perturbada. El propio campo de Reynosa queda situado sobre un mínimo local de una intensidad aproximada de 20 unidades negativas.

Es conveniente mencionar que en general la mayor parte de las estructuras productoras en la Cuenca de Burgos coinciden con mínimos locales a excepción del campo de Brasil.

La estructura de Reynosa descubierta por el método sismológico es un anticlinal de flancos suaves, orientado de NNW a SSE, con un cierre de unos 25 ó 30 metros a los 1800 m. de profundidad. Hacia el noreste de la culminación de Reynosa se presenta otro pequeño alto cercano al Río Bravo, en el que se perforó posteriormente el pozo Mexicano No. 1.

Las posibilidades productoras de la estructura de Reynosa se pusieron de manifiesto al perforarse el pozo Reynosa No. 1. Este, que se terminó en julio de 1948, alcanzó una profundidad total de 2473 metros (2418 metros b.n.m.). En él se descubrieron varias arenas productoras que fueron denominadas Reynosa, Frontera, Escondida, Bravo y Pemex que producen, la primera y la última aceite y las otras tres, gas. En la actualidad se cuenta con 15 diferentes arenas productoras según se indicará más adelante. Todas ellas pertenecen al Oligoceno.

A partir de 1948 se ha venido desarrollando el campo, extendiéndose cada vez más hacia el SE y hacia el ENE a un grado tal, que los campos de Reynosa y El Mexicano, que se creían productores de diferentes estructuras, forman en la actualidad una sola unidad.

*Estructura.*—La estructura de Reynosa-Mexicano es un anticlinal alargado, con su eje orientado de NNW a SSE que se extiende por unos 22 Km. desde la parte sur del Condado de Hidalgo (Estado de Texas, E. U. A.) hasta la parte norte del Municipio de Reynosa, Tamps. De los 22 Km. de longitud conocidos para esta estructura, 6 quedan en territorio estadounidense y 16 en territorio de México, pero hay razones para considerar que puede extenderse por dos o tres kilómetros más hacia el sur, más allá de las perforaciones hasta ahora ejecutadas.



El área que se explota en la actualidad en territorio mexicano cubre una superficie de 16000 hectáreas aproximadamente.

El relieve de la estructura aumenta gradualmente a la profundidad y el eje se desplaza ligeramente hacia el oriente en los horizontes más profundos.

Las arenas productoras se localizan en la parte alta y en los flancos de la estructura. Algunas de las arenas sólo se encuentran en los flancos, puesto que se acuñan hacia la parte alta del anticlinal (Fig. No. 7, Sección a través del Campo de Reynosa).

Se sospecha que la estructura de Reynosa está afallada en su flanco occidental, pero no se dispone de evidencias conclusivas en ese sentido.

En la parte estructuralmente más alta del campo, entre los pozos Reynosa 1 y Reynosa 41 existe un pequeño graben que sólo se manifiesta en los horizontes más profundos.

*Estratigrafía.*—La columna estratigráfica del pozo Reynosa No. 7 que es el más profundo que se ha perforado hasta la fecha es la siguiente:

|                                 |                      |
|---------------------------------|----------------------|
| PLEISTO-PLIOCENO                | Aflora               |
| MIOCENO (Indiferenciado)        | 30 m.                |
| OLIGOCENO                       |                      |
| <i>Anáhuac</i> (Zona Discorbis) | 1000 m. (?)          |
| (Zona Heterostegina)            | 1060 m. (?)          |
| <i>Frío no Marino</i>           | 1200 m.              |
| Arenas: Reynosa                 | 1409 m.              |
| Olmito                          | Ausente en este pozo |
| Retama                          | 1765 m.              |
| Sabino                          | Ausente en este pozo |
| Nogal 1                         | Ausente en este pozo |
| Nogal 2                         | Ausente en este pozo |
| Huizache                        | 1857 m.              |
| Fresno                          | Ausente en este pozo |
| Mezquite                        | Ausente en este pozo |
| Frontera                        | 1923 m.              |
| Escondida                       | 1975 m.              |
| Bravo                           | 2081 m.              |
| Pemex                           | 2125 m.              |
| Chicago                         | Ausente en este pozo |

|                           |                      |
|---------------------------|----------------------|
| <i>Frio Marino</i>        | 2335 m.              |
| Arena 57                  | Ausente en este pozo |
| VICKSBURG (Muy dudoso)    | 2468 m.              |
| Prof. Total Reynosa No. 1 | 2473 m.              |

*Arenas Productoras. Correlación. Características.*—A causa de la relativa escasez de fauna, así como a su mal estado de preservación, los pozos perforados a medida que se ha desarrollado el campo se han correlacionado por medio de registros eléctricos según lo muestra la sección de la figura No. 7. Con apoyo en estas mismas correlaciones se han preparado configuraciones de los diferentes horizontes arenosos, tres de las cuales se presentan en este trabajo. En estas tres configuraciones se ha señalado el límite del área considerada como productora, de manera que al compararlas entre sí se deja ver que la extensión de la zona productora varía de una arena a la otra sin que aparentemente pueda establecerse una regla con relación a tales límites.

Otros dos detalles que se advierten en las mismas configuraciones fueron ya mencionados al hablar de la estructura y son:

- a).—La intensidad del plegamiento aumenta a la profundidad, y
- b).—El eje se desplaza ligeramente hacia el oriente en los horizontes más profundos.

Las características de permeabilidad y porosidad de los diversos horizontes arenosos que producen hidrocarburos en el campo de Reynosa-Mexicano varían dentro de límites muy amplios según el grado de compacidad, el contenido de arcilla, el tamaño del grano y el grado de cementación.

De acuerdo con los análisis realizados en muestras de núcleo correspondientes a los intervalos arenosos productores, la porosidad varía de 8.4 a 27.7% y la permeabilidad fluctúa entre 85 y 2000 milidarcys.

*Producción.*—La producción de gas del campo de Reynosa-Mexicano durante el año de 1955 fué de 66,189,800 m<sup>3</sup>.

La producción acumulativa hasta fines de 1955 alcanza la cifra de 543,142,312 m<sup>3</sup>.

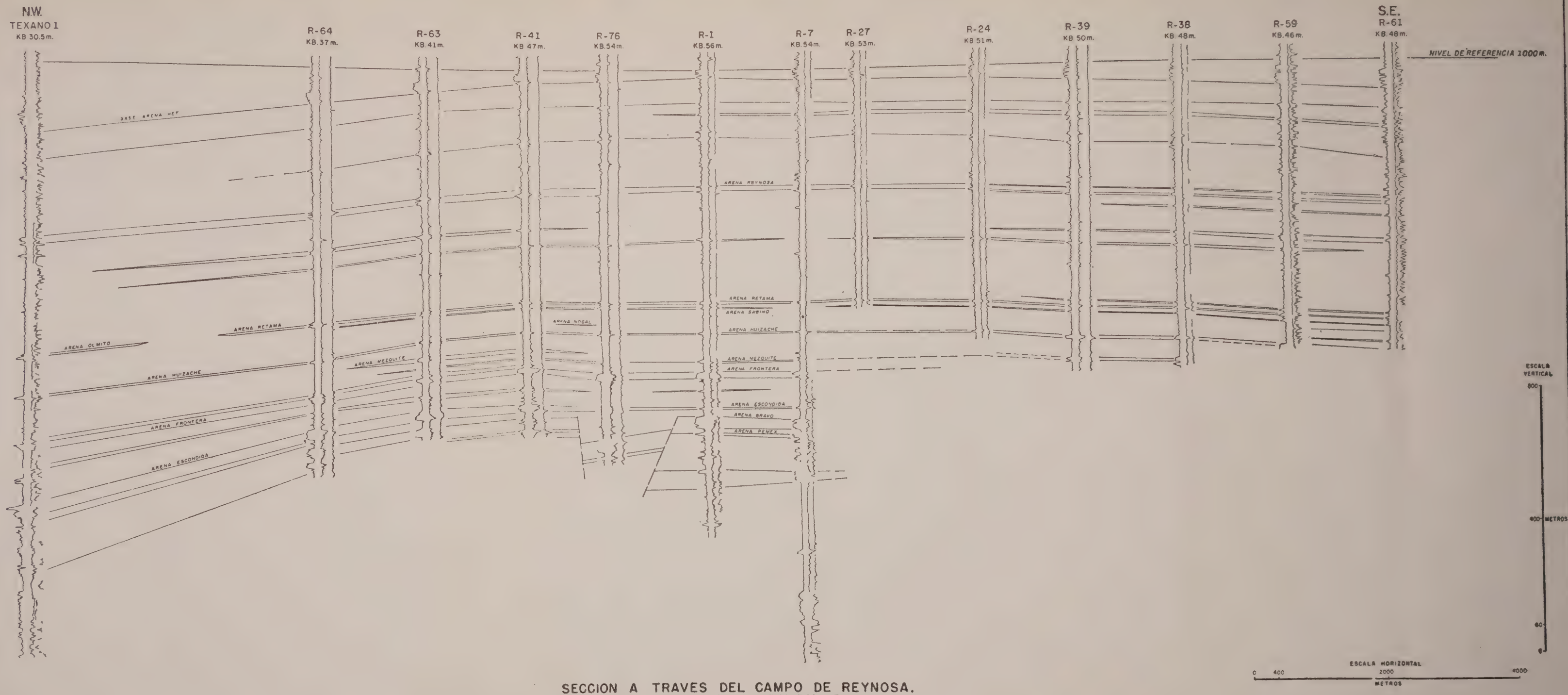


Figura No. 7.

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12





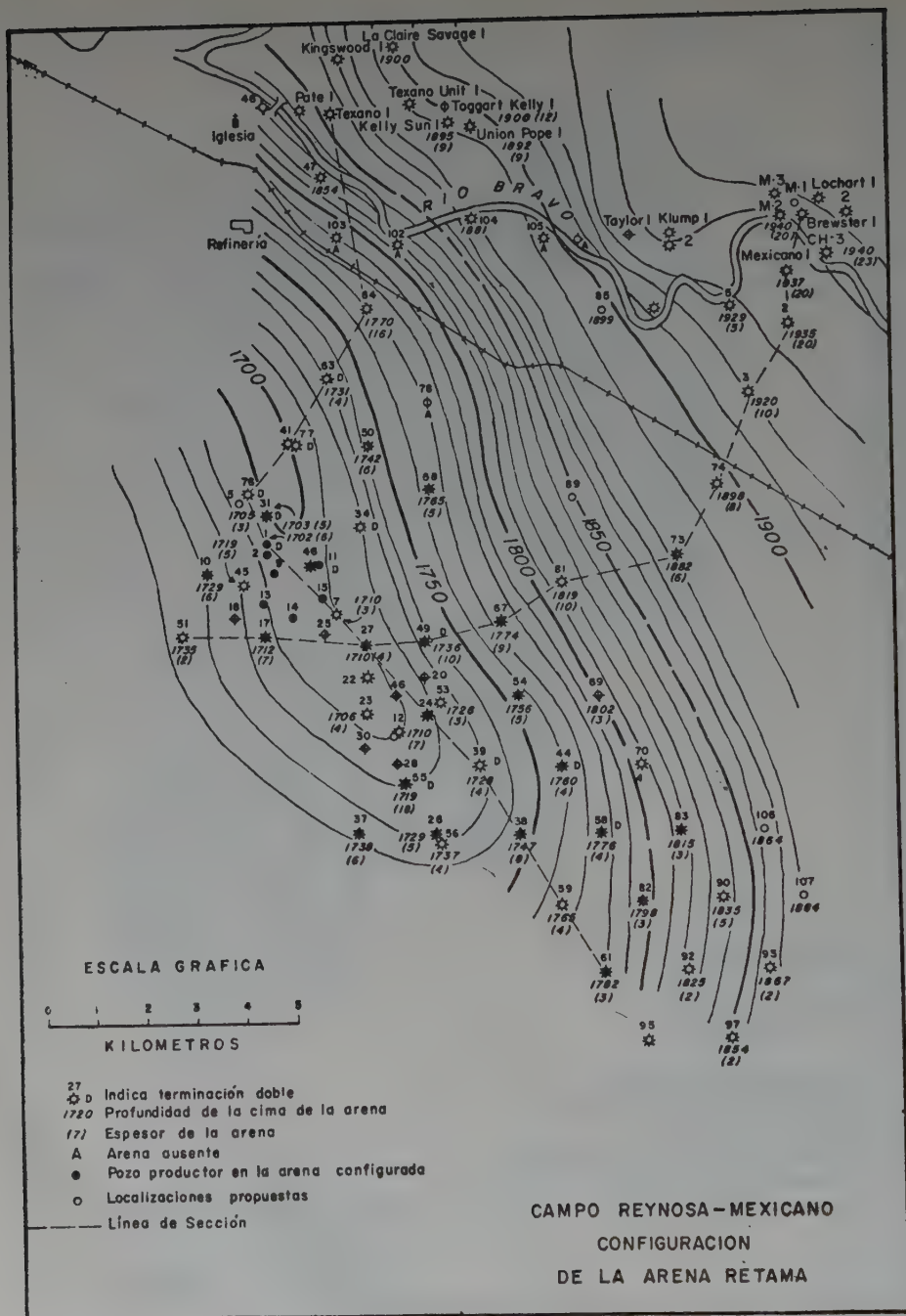


Figura No. 9.



## II—ZONA NORTE

*Introducción.*—La Zona Norte, formada geológicamente por la región sedimentaria que se conoce con el nombre de Cuenca de Tampico-Tuxpan, ha sido y es en la actualidad la zona petrolífera más importante de la República Mexicana puesto que en ella se han desarrollado los principales campos petroleros del país de los cuales se ha extraído hasta fines de 1955 alrededor del 90% del petróleo producido en territorio mexicano. La producción proviene en su mayor parte de cuatro diferentes distritos productores que se conocen con los nombres de *Ebano-Pánuco*, *La Faja de Oro*, *Poza Rica* y *la Nueva Faja de Oro*, de reciente descubrimiento, que podría considerarse como la prolongación suroriental de la que ahora bien puede llamarse antigua Faja de Oro.

La producción de petróleo de la Zona Norte durante el año de 1955 fué de 12,371,201 m<sup>3</sup> (77,814,854 barriles) y la producción acumulativa hasta fines de este mismo año alcanza la cifra de ... 428,332,107 m<sup>3</sup> (2,714,208,953 barriles).

**UBICACIÓN, LÍMITES GEOGRÁFICOS.**—La Cuenca de Tampico-Tuxpan está situada sobre la costa oriental de México, al noreste de la Ciudad de México; ocupa una parte del territorio del Estado de Tamaulipas, la parte norte del Estado de Veracruz y porciones más pequeñas de los Estados de San Luis Potosí, Puebla e Hidalgo.

Sus límites geográficos son los siguientes: por el norte parte del curso del río Soto La Marina y el río de San Rafael; por el oriente el Golfo de México; por el sur el Río Misantla y por el poniente la Sierra Madre Oriental (Fig. 11). El área comprendida dentro de estos límites es de aproximadamente 62,000 Km<sup>2</sup>.

**LÍMITES GEOLÓGICOS.**—Los límites geológicos de la Cuenca de Tampico-Tuxpan son: por el norte el extremo sur de la Cuenca de Burgos y la Sierra de San Carlos; por el oriente la línea de costa; por el sur el Macizo Granítico de Teziutlán y por el poniente los pliegues del Geosinclinal Mexicano que constituyen el frente de la Sierra Madre Oriental.

# SECCION GEOLOGICA A TRAVES DE LA CUENCA DE BURGOS

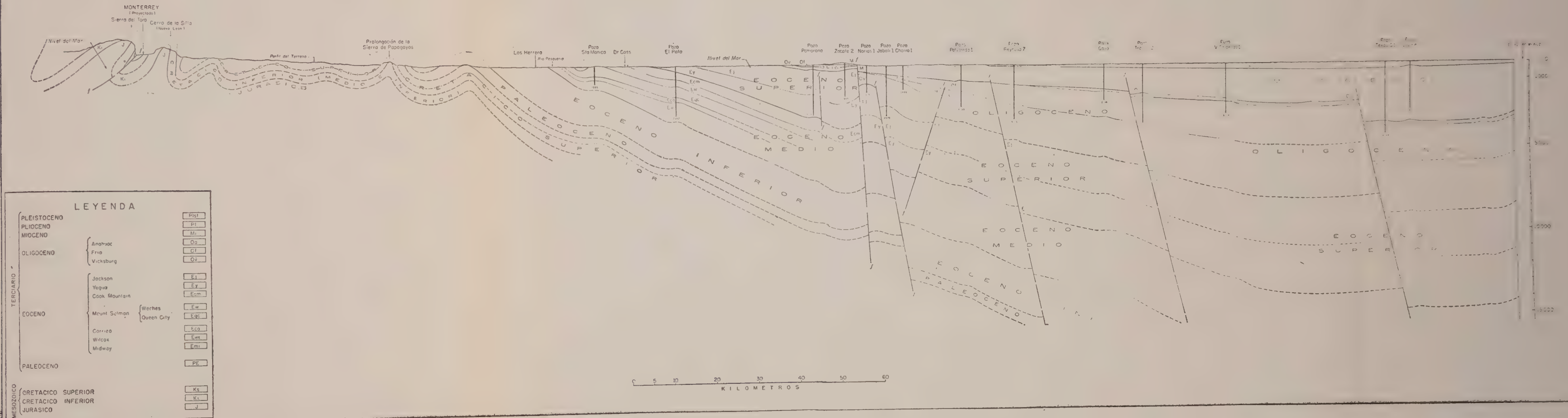


Figura No. 11.





**RELIEVE E HIDROGRAFÍA.**—La Zona Norte forma parte de la Planicie Costera del Golfo de México e incluye parte de las cadenas frontales de la Sierra Madre Oriental. Su amplitud máxima —casi 100 Km.— se encuentra cerca de la latitud de la Ciudad de Tampico en el valle del Río Pánuco, en tanto que su parte más estrecha, —unos 35 Km.— está en la región de Misantla y Teziutlán.

Los accidentes topográficos más notables dentro de la Zona Norte son: La Sierra de Tamaulipas, con elevaciones de más de 900 m., la Sierra de Tantima con 1200 m. de elevación y el pico de Bernal de 1200 m. de altura. Al sur del río Tuxpan se encuentra una serie de cerros bajos y lomeríos cuya elevación aumenta gradualmente hacia el poniente. Al sur de Misantla se encuentra el Macizo Granítico de Teziutlán, que tiene elevaciones hasta de 2000 metros s.n.m.

Las corrientes fluviales que drenan la Zona Norte pertenecen al Sistema Hidrográfico del Atlántico y corren, en general, de poniente a oriente.

**RESUMEN GEOLÓGICO.**—Los sedimentos más antiguos que afloran dentro de y a lo largo de la Cuenca de Tampico-Tuxpan son calizas de edad Albiano -Cenomaniano y en algunos lugares sedimentos del Jurásico. Fuera de las márgenes de la Cuenca y en el núcleo de algunos de los anticlinales de la Sierra Madre Oriental se encuentran sedimentos de edad paleozoica. La edad de la mayor parte de las rocas que afloran en la región de Tampico varía del Paleoceno al Mioceno. En ciertos pozos se han alcanzado rocas del basamento constituídas en algunos casos por un complejo granítico y en otros por esquistos sericíticos y micáceos de edad probablemente paleozoica.

Las rocas sedimentarias no metamorfizadas más antiguas perforadas en algunos pozos de la Zona Norte son los sedimentos de la formación Huayacocotla, del Liásico. (Pozo Comales 102).

Las margas y calizas mesozoicas que existen en la región de que se trata posiblemente fueron depositadas sobre una plataforma que debe de haber separado el Geosinclinal Mexicano del Geosinclinal del Golfo de México. Es posible que en la parte más oriental de la región de Tampico-Tuxpan los sedimentos del Mesozoico, especialmente los del Jurásico hayan sido depositados en el Geosinclinal del Golfo de México y que se adelgacen considerablemente hasta casi desaparecer hacia el oriente, sobre la plataforma de Tamaulipas. Los potentes des-

arrollos de calizas de arrecife que constituyen la Sierra del Abra y que son, como se verá más adelante, contemporáneos de las rocas receptoras de los campos de la Faja de Oro, pueden haber sido formados a lo largo del borde y de las partes altas de la plataforma antes mencionada.

Los fuertes movimientos orogénicos de la Revolución Laramídica levantaron y plegaron los sedimentos mesozoicos del Geosinsclinal Mexicano dando lugar a la formación de los plegamientos de la Sierra Madre Oriental. Al mismo tiempo, la antifosa desarrollada a lo largo del borde oriental de las montañas recibió grandes espesores de depósitos eocénicos de tipo "flysch" (formación Chicontepec). Más adentro se depositaron en la misma cuenca sedimentos del tipo "molasse" (formación Tantoyuca) durante el Eoceno superior, correspondiendo con la época de máxima orogénesis en la Sierra Madre Oriental.

Los sedimentos terciarios de la región de Tampico fueron depositados en mares muy similares al actual Golfo de México (Geosinclinal del Golfo), predominantemente regresivos hasta llegar a la actual línea de costa. Hubo, sin embargo, algunas pulsaciones que provocaron transgresiones. Una de las más notables es la gran transgresión durante la época del depósito de la formación Palma Real del Oligoceno.

En la página número 360 se presenta la columna estratigráfica tipo de la Cuenca de Tampico-Tuxpan.

RESUMEN ESTRATIGRÁFICO.—La descripción condensada de las formaciones sedimentarias comprendidas del Jurásico al Mioceno, que se encuentran en la Cuenca de Tampico-Tuxpan es como sigue:

### *Jurásico*

El jurásico de la Zona Norte, representado por sedimentos desde el Liásico hasta el Portlandiano, está expuesto en las regiones de Huayacocotla, Ver., Huehuetla, Huauchinango, Jonatla, Coetzalan, Zacapoaxtla y Teziutlán, Pue., en Almanza, Ver. y en Huizachal y Peregrina, Tamps.

### *Jurásico Inferior*

*Liásico.*—Aflora en Huayacocotla, Ver., y en Huauchinango, Pue. Está representado por sedimentos de facies marina con intercalaciones

de lechos de origen subcontinental. Se compone de lutitas ligeramente metamorizadas, de colores verde, gris y negro, con intercalaciones de areniscas de colores verde, amarillo y negro. En la parte basal se encuentran restos de plantas en abundancia, así como en la parte superior. En casi todos los lechos se encuentran amonitas. En la cima se encuentra una capa de conglomerado de 2 a 3 metros de potencia, rica en amonitas.

El espesor de los sedimentos liásicos de Huayacocotla y Huauchinango es de 400 metros como promedio.

### *Jurásico Superior*

*Oxfordiano inferior.* (Divesiano).—Esta parte de la columna está representada por una serie de lechos rojos designados con el nombre de *Formación Huizachal*. (\*).

La formación está constituida por capas de arenisca cuarcífera, de grano fino a grueso, de conglomerado y de lutita, sedimentos en los que predominan el color rojo, aunque también se advierten capas de colores verde, gris y café-amarillento.

A juzgar por sus condiciones y sus relaciones estratigráficas, la formación Huizachal corresponde a un depósito continental en un medio predominantemente árido. El comienzo de la transgresión estuvo acompañado por ligeros movimientos tectónicos hacia fines del Calloviano.

El espesor de la formación Huizachal varía de 110 m. en el área de Huizachal, Tamps. a 400 m. en Huehuetla, Hgo. y 1000 m. al norte de Teziutlán, Pue.

*Oxfordiano Superior* (Argoviano).—La parte superior del Oxfordiano está representada dentro de los límites de la Zona Norte por sedimentos de origen marino depositados sobre la formación Huizachal por un mar en transgresión. En el área de la Huasteca de Puebla, Río Vinasco y Veracruz, el Oxfordiano superior consta de una unidad delgada de arenisca roja y de lutitas sobre un conglomerado cuyos componentes se derivaron de los lechos rojos, y de caliza en capas gruesas, de color gris a gris oscuro, con algunos nódulos de pedernal, seme-

\* La Sección tipo está expuesta en el Cañón de Huizachal, cerca de Ciudad Victoria, Tamps.

Según algunos autores, la Formación Huizachal es de edad pre-Oxfordiana.

jantes a las Calizas Zuloaga del Norte de México. El espesor de este conjunto en la Huasteca, es de 120 metros.

*Kimmeridgiano a Portlandiano*.—Esta parte del Jurásico superior está representada por las formaciones *Tamán* y *Pimienta*, (esta última se extiende hasta la base del Cretácico inferior).

La formación *Tamán* se compone de capas de caliza gris, compacta de 40 a 80 cm. de espesor en algunos lugares con abundantes estilolitas, con lentes delgados de pedernal negro entre los planos de estratificación, que son más notables en la parte superior de la formación.

La formación *Tamán* tiene de 250 a 300 metros de espesor.

Sobre los sedimentos antes descritos se encuentra la formación *Pimienta*. La parte inferior de ésta se compone de capas delgadas, —2 a 5 cm. de espesor—, de areniscas que alternan con láminas de pedernal y con capas de caliza oolítica, rocas todas éstas que tienen color obscuro o negro.

En esta parte de la formación *Pimienta* se encuentra una abundante fauna de amonitas.

La parte superior de la formación *Pimienta* está constituida por calizas, negras en la base y de color gris las de arriba. Entre estas últimas se encuentran también lentes y láminas de pedernal negro. Los estratos de caliza de esta parte superior varían en espesor individualmente desde 10 hasta 60 centímetros, correspondiendo las más delgadas a la zona de calizas negras.

El espesor de la formación *Pimienta* varía de 150 a 250 metros.

### *Cretácico*

Los sedimentos del Cretácico de la Cuenca de Tampico-Tuxpan son de capital importancia en México, en razón de que la mayor parte de la producción del país, —alrededor del 90%— obtenida hasta la fecha, proviene precisamente de las rocas de esa edad que se encuentran en la ya citada Cuenca de Tampico-Tuxpan, amén de que en ellas se encuentran aún reservas cuantiosas.

Los sedimentos cretácicos han sido divididos en tres partes, —inferior, media y superior— siguiendo con ello la zonificación establecida previamente por aquellos autores, —Böese y Burckhardt principalmente—, que se ocuparon de estudiar el Cretácico en muchas otras partes del país. Por lo tanto, en estas breves notas se hará referencia



a la división tripartita, también adoptada en muchos de los trabajos geológico-petroleros que se refieren a México (Tabla No. 1 de la Pág. 360). Cabe aclarar, sin embargo, que existe una tendencia creciente a subdividir el Cretácico del país en sólo dos porciones, la inferior y la superior, y que esta división bipartita es la que figura en el plano geológico de México preparado con motivo de la XX Sesión del Congreso Geológico Internacional.

### *Cretácico Inferior*

*Formación Tamaulipas inferior.*—(Neocomiano-Aptiano). — Está constituida por caliza compacta de textura fina, cretosa en partes, de colores gris, crema y amarillento, estratificada en capas de 20 a 50 centímetros de espesor, entre las cuales se encuentran nódulos de pedernal de color ámbar, en abundancia. Hacia la parte inferior el pedernal es menos frecuente y en algunos casos desaparece por completo.

La formación de que se trata aflora en la Sierra de Tamaulipas y en la Sierra Madre Oriental. En la parte norte de la Cuenca de Tampico-Tuxpan puede fácilmente diferenciarse de la formación Tamaulipas Superior porque entre ambas se encuentra la formación Otates, pero hacia el sur, donde ésta desaparece, resulta sumamente difícil la diferenciación.

Esta formación tiene importancia económica como productora de hidrocarburos. El recientemente descubierto campo de Tamaulipas, del Distrito de Pánuco-Ebano que se describirá más adelante, produce en dicha formación.

El espesor de la formación Tamaulipas inferior varía de 50 a 400 metros.

*Formación Otates.*—(Aptiano).—La localidad tipo se encuentra en el Cañón de Otates, Tamps., del cual toma su nombre. Es esta la formación que separa a la Tamaulipas inferior de la Tamaulipas superior. Se compone de calizas arcillosas de colores gris a negro, en capas de 5 a 40 centímetros de espesor, que alternan con lechos de lutita laminada de color gris oscuro.

El espesor de la formación Otates medio tanto en sus afloramientos como en pozos, varía de 6 a 20 metros.



*Cretácico Medio.*

*Formación Tamaulipas Superior* (Albiano-Cenomaniano).—Dentro de esta parte del Cretácico, que es la de mayor importancia en la Cuenca de Tampico-Tuxpan, que está constituida totalmente por calizas se distinguen tres facies con características genéticas y litológicas distintas conocidas con los nombres de Tamaulipas (superior) o “caliza densa”; Tamabra o “facies mixta” y El Abra o “facies arrecifal”.

*Tamaulipas Superior.* (Caliza densa).—En la parte norte de la Cuenca de Tampico-Tuxpan, la formación Tamaulipas superior descansa sobre la formación Otates, en tanto que hacia el sur, donde éste desaparece, reposa directamente sobre la formación Tamaulipas inferior.

Dentro de la formación Tamaulipas superior pueden distinguirse dos miembros litológica y paleontológicamente definidos.

*El Miembro Inferior* está constituido por calizas de textura fina, de colores blanco y crema, estratificados en capas de 25 a 40 cm. de espesor que alternan con capas más delgadas y ocasionalmente con lentes de pedernal.

*El Miembro Superior* se compone de calizas de color gris blanco y amarillento, en capas de 10 a 20 centímetros de espesor, con nódulos de pedernal de color gris; sobre estas capas se encuentran otras de caliza ligeramente arcillosa, de 30 a 40 centímetros de espesor que alternan con capas de marga de 3 a 10 centímetros de espesor. Este conjunto está cubierto a su vez por calizas, también de color claro, de 15 a 20 centímetros de espesor, con lentes y nódulos de pedernal de color gris.

El espesor de la formación Tamaulipas superior varía de 60 a 200 metros.

*Caliza Tamabra.* (Albiano-Cenomaniano).—Es ésta la también llamada “facies mixta” por estar constituida por calizas densas semejantes a las de la formación Tamaulipas y por calizas porosas de tipo arrecifal como la caliza El Abra, que constituye la tercera facies, a la cual se hará referencia más adelante.

La caliza representativa de la facies Tamabra se localiza preferentemente dentro de la mitad austral de la Cuenca de Tampico-Tuxpan,



Figura No. 12.

en el campo de Moralillo en los campos del distrito petrolero de Poza Rica, Ver. y en una franja paralela situada al poniente de la Faja de Oro (Fig. 12).

Generalmente se le ha considerado de edad Albiano-Cenomaniano, pero por investigaciones realizadas en los últimos años, se sospecha que en algunas localidades puede abarcar aún parte del Turoniano substituyendo parcial o totalmente a la formación Agua Nueva.

En la formación Tamabra se distinguen dos miembros que se denominan *Tamabra inferior* y *Tamabra superior*.

*Tamabra inferior*.—Está constituido por capas de caliza dolomítica de grano medio de color crema y gris azul, de 15 a 40 cm. de espesor, que alcanzan en conjunto de 1 a 20 metros de potencia. Sobre éstas se encuentran otras capas de caliza dolomítica, porosa, de aspecto sacaroide, de colores gris y café por la impregnación de aceite que alcanzan, en conjunto, espesores de 20 a 120 metros. El contenido de magnesio en los sedimentos del miembro Tamabra inferior es generalmente alto, llegando a tener hasta un 45% de carbonato de magnesio.

*Tamabra Superior*.—Su parte inferior está compuesta por capas de caliza de color gris-crema, criptocristalina, compacta, con nódulos de pedernal gris y negro en la base. Estas calizas alcanzan, en conjunto, un espesor de 40 a 60 metros.

Sobre las capas anteriores descansa una serie de calizas criptocristalinas de colores gris y café claro, con interdigitaciones de caliza porosa, coquinoide, en la que se han identificado restos de rudistas en las muestras de pozo. Este conjunto tiene una potencia de 90 a 120 metros. Esta serie de calizas está cubierta a su vez por lechos de caliza finamente porosa o compacta, de colores café claro y crema, que tienen de 40 a 60 metros de espesor.

El espesor total del miembro Tamabra superior varía de 120 a 180 metros. En un pozo al norte de Poza Rica (Mecatepec 33) se perforaron 460 metros de caliza Tamabra (Sup. e Inf.) sin atravesarla.

La formación Tamabra es de interés económico puesto que sus rocas son productoras de petróleo en gran parte de los campos petroleros más importantes de la Cuenca de Tampico-Tuxpan. (Distrito de Poza Rica y poniente de la Faja de Oro).

*Formación El Abra.*—Con este nombre se conoce la facies arrecifal del Cretácico Medio de la Cuenca de Tampico-Tuxpan. Toma su nombre de la Sierra de El Abra, localizada al poniente de Tampico.

Superficialmente se le encuentra en las cadenas de montañas que forman al frente de la Sierra Madre Oriental, al oeste y noroeste de la Ciudad de Tampico. En el subsuelo se le conoce muy bien desarrollada a lo largo de las áreas petrolíferas conocidas con los nombres de Faja de Oro y Nueva Faja de Oro que se extienden como una franja arqueada, cóncava hacia el oriente, de unos 225 Km. de longitud, desde la laguna de Tamiahua hasta el sur de Tecolutla. Se encuentra también hacia el oriente de la Faja de Oro, entre ésta y la línea de costa (Fig. No. 12).

En la Sierra de El Abra se distinguen dos miembros de esta formación: el inferior, constituido por una caliza de rudistas (Taninul) y el superior, con abundancia de miliolides (Abra).

El miembro Taninul está compuesto por gruesos estratos de caliza de color gris-blanco, de textura fina, fosilífera, con horizontes constituidos en su casi totalidad por restos de conchas bien cementados por material calcáreo.

El miembro el Abra está formado por caliza de colores gris azul, blanco y café, con miliolides, densa en partes, con algunas zonas de rudistas y de bivalvos. Hacia la cima se presenta un conglomerado calcáreo intraformacional y un banco de calizas conchíferas.

Según el Dr. F. Bonet, las calizas Taninul y El Abra representan cambios laterales de una misma facies y ambas son idénticas en este sentido a la facies urgoniana de tan amplia distribución en el Cretácico Medio.

Las calizas de ambos miembros de la formación El Abra presentan cavernas y cavidades de disolución y frecuentemente se advierten en éstas huellas y aún impregnación de hidrocarburos.

El mayor espesor conocido por la formación El Abra se registró en el pozo Jardín No. 35, sobre la Faja de Oro, el más profundo del mundo en su tiempo (P.T. 3,227 m.; año de 1931), donde se cortaron 2,537 metros de esta formación, sin salir de ella. En otros pozos, tales como el Arroyo Grande No. 4 se perforaron 1,323 metros y en el pozo Alazán No. 110, 705 metros.

La importancia económico-petrolera de la formación El Abra está fuera de discusión si se toma en cuenta que las rocas que la consti-



tuyen son las productoras en la mundialmente famosa Faja de Oro y en su extensión sur-oriental recientemente descubierta, áreas de las que se han extraído, hasta fines de 1955, 1,127.962,340 bls. y 59.936,334 barriles de petróleo respectivamente.

### *Cretácico Superior.*

*Formación de Agua Nueva* (Turoniano).—Esta formación descansa sobre la formación Tamaulipas superior. Su distribución es muy amplia puesto que se le encuentra, ya en la superficie, ya en el subsuelo, en casi toda la cuenca de Tampico-Tuxpan, excepto hacia la parte sur, donde algunas veces desaparece, aparentemente por lenticularidad y sobre la Faja de Oro y en parte del Distrito de Poza Rica, donde probablemente está reemplazada parcialmente por calizas arrecifales que han sido incluídas en las formaciones Tamabra y El Abra antes mencionadas.

La formación Agua Nueva está constituída por capas de caliza de 5 a 50 centímetros de espesor, de colores gris, gris oscuro y negro, arcillosas en parte, que alternan con lechos de lutita laminada, de colores gris oscuro a negro, a veces bituminosas o carbonosas. En la base de esta secuencia se encuentran unas capas delgadas de bentonita de color verde esmeralda que constituyen, al menos en la parte norte de la cuenca, el horizonte índice que marca la base de la formación Agua Nueva.

El espesor de la formación varía desde unos cuantos metros hasta 180 metros. En la región de San José de Las Rusias tiene 174 metros de espesor. En Pánuco-Ebano, alcanza 120 metros de potencia. En Poza Rica, donde está pobremente desarrollada, sólo se le encuentra en los flancos de la estructura, donde se han medido hasta 20 metros de Agua Nueva, formación que desaparece en la parte central del campo.

La formación Agua Nueva tiene importancia económico-petrolera. Es productora de algunos campos de la región de Pánuco-Ebano, donde sus características de roca almacenadora están en relación con la porosidad inducida resultante del fracturamiento de sus sedimentos, a veces como consecuencia de intrusiones ígneas.

*Formación San Felipe.* (Coniaciano-Santoniano).—Yace sobre la formación Agua Nueva. Está abundantemente distribuída en la super-



ficie en los plegamientos frontales de la Sierra Madre, desde Ciudad Victoria, Tamps. hacia el sur hasta Villa Juárez, Pue., pasando por Antiguo Morelos, Ciudad Valles y Tamazunchale, y en la Sierra de Tamaulipas. En el subsuelo se le ha encontrado en casi toda la Cuenca de Tampico-Tuxpan, con excepción de la Faja de Oro, donde hay partes en las que de hecho desaparece y otras en las que su presencia es errática.

La formación San Felipe está formada por una serie de calizas compactas, delgadas, arcillosas en parte, con buena estratificación, de colores gris claro, verde o café, que por intemperismo toman un color anaranjado. Hacia arriba, las calizas se tornan más arcillosas y se presentan interestratificaciones de lutita gris, que son más frecuentes hacia la cima. En la parte más alta se encuentran, en ocasiones, intercalaciones de bentonita verde.

El espesor de la formación en la superficie varía dentro de límites relativamente amplios. En el flanco occidental de la Sierra de Tamaulipas alcanza 200 metros de espesor; en el flanco oriental, 285 metros de espesor. Al sur de Ciudad Victoria se midieron 550 metros. Hacia el sur, cerca de Misantla, tiene 90 metros de potencia.

En el subsuelo se conocen espesores de 350 metros en San José de Las Rusias; 80 a 100 metros en la región de Pánuco-Ebano; 100 a 250 metros en Moralillo; 1 a 20 metros sobre la Faja de Oro y de 20 a 100 metros en el área de Poza Rica.

Al igual que la formación Agua Nueva, la San Felipe es de importancia económica por ser productora en algunos campos de la región de Pánuco-Ebano.

*Formación Méndez.* (Campaniano-Maestrichtiano).—Descansa sobre la formación San Felipe, cuyo contacto superior no siempre puede delimitarse fácilmente por simple litología, a causa de su semejanza con los sedimentos de la base de la Méndez.

La formación Méndez está profusamente distribuída en la Cuenca de Tampico-Tuxpan, tanto en la superficie como en el subsuelo. Superficialmente se le encuentra en los flancos y en el extremo sur de la Sierra de Tamaulipas, en los valles que se localizan entre las sierras de El Abra, de Nicolás Pérez, La Colmena y la Sierra Madre Oriental; al poniente de Poza Rica, entre Villa Juárez y Teziutlán, Pue., y entre esta población y Misantla, Ver.

En el subsuelo se le conoce en casi toda la Cuenca, con la salvedad de que en algunas partes de la Faja de Oro está ausente.

La formación que se menciona está constituida principalmente por margas de colores gris y azul, estratificadas en capas delgadas que forman a veces bancos de 15 a 20 metros de espesor. Tales margas tienen una fractura casi concoidea muy peculiar que les es característica. Ocasionalmente se presentan delgadas intercalaciones de arenisca calcárea, de grano fino a medio, y de colores gris, gris oscuro o café.

El espesor de la formación Méndez es variable, según se indica a continuación. En el flanco occidental de la sierra de Tamaulipas tiene 265 metros. Sobre el flanco oriental alcanza alrededor de 300 metros de potencia. Al sur de Ciudad Victoria, Tamps., tiene unos 700 metros de espesor; cerca de Misantla han sido medidos 200 metros de Méndez y al poniente de Ayotoxco tiene sólo 90 metros.

En el subsuelo sus espesores son los siguientes: en Ebano-Pánuco, de 180 a 250 metros; sobre la Faja de Oro, de 1 a 20 metros (no siempre se le puede diferenciar de la formación San Felipe); en Poza Rica de 60 a 180 metros. Al oriente de la Faja de Oro alcanza hasta 150 metros de potencia.

La formación Méndez ha resultado productora en los primeros campos de Ebano-Pánuco, asociada en algunos casos con rocas ígneas, como en los pozos de Cincuenta y Pitahaya. Es evidente, pues, que tiene importancia económica.

#### CENOZOICO

El Cenozoico de la Cuenca de Tampico-Tuxpan está representado casi totalmente por sedimentos marinos, si se excluyen los gruesos depósitos de cenizas volcánicas que se encuentran en el extremo sur de la Cuenca. Los depósitos terciarios, (incluyendo esas cenizas volcánicas) cubren una superficie de 25,000 Km<sup>2</sup> aproximadamente.

Los sedimentos marinos cenozoicos de la región de Tampico-Tuxpan fueron depositados en una cuenca terciaria que se originó al iniciarse a fines del Cretácico la formación de los primeros pliegues de la Sierra Madre Oriental como consecuencia del avance del traspais sobre la plataforma de Tamaulipas. Consecuentemente, se presentan en ellos diversas facies según el medio dominante durante la época de depósito de cada una de las formaciones en que puede dividirse esta Era geológica.

Las subdivisiones del Cenozoico a las que se hará referencia en este resumen, que son las adoptadas por el Departamento Geológico de Petróleos Mexicanos, son las siguientes: (Tabla No. 4).

Algunas de las formaciones terciarias de la Cuenca de Tampico-Tuxpan tales como la Chicontepec, Guayabal, Chapopote-Tantoyuca, Palma Real inferior, Coatzintla y Tuxpan han resultado productoras de hidrocarburos en diversos campos y pozos de la región, o bien han tenido manifestaciones notables. Sin embargo, hasta la fecha la producción petrolera del Terciario en la Cuenca de que se trata es de escasa significación si se la compara con la producción del Cretácico.

### *Paleoceno.*

*Grupo Chicontepec Inf.-Velasco.*—Este grupo consta de dos diferentes facies de edad equivalente, una arenosa y la otra arcillo-margosa, que constituyen la formación Chicontepec inferior y la formación Velasco, respectivamente.

La formación Chicontepec inferior está expuesta en la parte occidental de la mitad sur de la Cuenca de Tampico-Tuxpan, desde Tancahuitz, S.L.P. hacia el sureste, hasta cerca de Teziutlán, Pue. formando una faja de unos 250 Km. de longitud, paralela a los pliegues frontales de la Sierra Madre Oriental. En el subsuelo se le ha identificado al poniente de la Faja de Oro, en el extremo sur de ésta y en el Distrito de Poza Rica.

La facies arcillo-margosa que constituye la formación Velasco se localiza en la mitad septentrional de la Cuenca de Tampico-Tuxpan, formando una faja de orientación NNW a SSE de unos 200 Km. de longitud con una anchura media de 25 Km., que se extiende desde Ciudad Victoria hasta Tullillo (flanco occidental del campo Ebano-Pánuco), a lo largo del sinclinal de Magiscatzin. También se le encuentra al sur de la Sierra de El Abra, en el extremo sur de la Sierra de Tamaulipas y en el flanco oriental de ésta. En el subsuelo se le conoce en el área de San José de las Rusias, en el Distrito de Pánuco-Ebano, al oriente y al occidente de la Faja de Oro y al suroeste de Poza Rica.

La formación Chicontepec inferior está constituída por una serie alternante de capas de arenisca calcárea y de lutitas y margas, depositadas en aguas poco profundas. Estos sedimentos representan el

**TABLA ESTRATIGRAFICA DEL CENOZOICO DE LA CUENCA DE  
TAMPICO-TUXPAN**

| PERIODO<br>o<br>SISTEMA                   |                                           | NOMENCLATURA<br>EUROPEA     | NOMENCLATURA USADA<br>POR<br>PETROLEOS MEXICANOS |                             |
|-------------------------------------------|-------------------------------------------|-----------------------------|--------------------------------------------------|-----------------------------|
| C<br>E<br>N<br>O<br>Z<br>O<br>I<br>C<br>O | Plioceno                                  |                             |                                                  |                             |
|                                           | Mioceno-Inf.                              | Vindobniano<br>Burdigaliano | Tuxpan<br>Dist. Poza Rica                        | Encanto<br>N. Rio Casones   |
|                                           | O<br>L<br>I<br>G<br>O<br>C<br>E<br>N<br>O | SUPERIOR                    | Aquitano                                         | Escolin<br>Coatzintla       |
|                                           |                                           |                             |                                                  | Mesón                       |
|                                           |                                           | MEDIO                       | Chattiano                                        | Palma Real<br>Sup.          |
|                                           |                                           | INFERIOR                    | Rupeliano                                        | Palma Real Inf.             |
|                                           |                                           |                             | ¿Lattorfiano                                     | Horcones                    |
|                                           | E<br>O<br>C<br>E<br>N<br>O                | SUPERIOR                    | Ludiano<br>Bartoniano                            | Chapopote - Tantoyuca       |
|                                           |                                           |                             |                                                  |                             |
|                                           |                                           | MEDIO                       | Auversiano<br>Luteciano                          | Guayabal                    |
|                                           |                                           | INFERIOR                    | Ipreciano                                        | Chicontepec Sup. - Aragón   |
|                                           |                                           |                             | Sparnaciano                                      | Chicontepec Medio           |
|                                           | PALEOCENO                                 | Thanetiano<br>Mantiano      |                                                  | Chicontepec Inf.<br>Velasco |

**NOTA:** Los equivalentes europeos se incluyen como referencia. El valor exacto - de tales divisiones para la cuenca de Tampico-Tuxpan no se conoce todavía.



Formación(es) no representa(s) en el área.

Tabla No. 4.



tipo llamado "Flysch". En la parte inferior se encuentran capas de arenisca calcárea de grano fino, de color gris oscuro, de 50 a 60 centímetros de espesor, que alternan con capas de lutita calcárea de 20 a 25 centímetros de potencia. En algunas localidades se encuentra entre los estratos basales, capas lenticulares de conglomerado, de 2 a 3 metros de potencia, formados por guijarros de caliza y de pedernal, de 2 a 3 centímetros de diámetro. A medida que se asciende estratigráficamente, las capas de arenisca se adelgazan hasta llegar a tener el mismo espesor que las lutitas.

El espesor de la Chicontepec inferior varía dentro de los siguientes límites: En sus afloramientos entre Tancanhuitz y Chicontepec, tiene 1,300 metros como promedio. En el área comprendida entre San Marcos, Pue. y Entabladero, Ver., el espesor medio es de 900 metros, en tanto que cerca de Misantla, Ver., sólo alcanza de 220 a 240 metros de potencia.

Su espesor en pozos varía de 435 metros en Tlacolula a 70 metros en Tancoco.

La formación Velasco está constituida esencialmente por margas y lutitas de colores gris verde y gris azul entre las que ocasionalmente se encuentran delgados lechos de arenisca calcárea. La formación presenta caracteres litológicos muy semejantes a los de la formación Méndez del Cretácico superior, razón por la que inicialmente sus sedimentos fueron agrupados con los de dicha formación bajo el nombre de Papagayos. Sin embargo, estudios micropaleontológicos posteriores revelaron que la microfauna de los sedimentos de la Velasco es prácticamente idéntica a la de la formación Chicontepec inferior, de la cual es equivalente en edad.

Con relación al espesor de la formación Velasco puede decirse lo siguiente: En la parte sur del sinclinal de Magiscatzin, se registraron unos 350 metros de espesor. Al norte de Tampico, en San José de las Rusias, se cortaron 250 metros de Velasco en los pozos de esa región. Al suroeste de Tampico se conocen espesores desde 160 hasta 330 metros; al oriente de la Faja de Oro, de 15 a 200 metros; en el frente de la Sierra Madre Oriental (pozo Tancanhuitz 1), 70 metros; al suroeste de Poza Rica, 125 metros y al sureste de Poza Rica de 160 a 260 metros de espesor.

Los sedimentos del Paleoceno (arenas del Chicontepec inferior) que han sido descritos son de interés económico petrolero, puesto que



han resultado productores en algunos campos del Distrito de Poza Rica.

### *Eoceno*

#### *Eoceno Inferior.*

*Formaciones Chicontepec Medio y Superior. Aragón.*—Las formaciones citadas en el subtítulo integran el Eoceno inferior de la Cuenca de Tampico-Tuxpan. La formación Aragón representa la facies de aguas profundas correspondiente a la formación Chicontepec superior.

En la superficie se les encuentra preferentemente en la porción suroccidental de la Cuenca que se discute, aunque también se conocen afloramientos de la formación Aragón al oriente de la Sierra de Tamaulipas, entre Aldama y Tampico, e inmediatamente al suroeste de Soto La Marina, Tamps.

La constitución litológica de las formaciones del Eoceno superior es la siguiente:

*Chicontepec Medio.*—Está constituida por una serie de areniscas y lutitas en alternancia. Las areniscas son de color gris, grano medio, compactas en capas de 20 cm. a 1 metro de espesor, ocasionalmente con material carbonoso (restos de plantas). Las lutitas son de color gris a gris azul, duras, estratificadas en capas delgadas. El espesor de esta formación varía de 40 a 200 metros.

*Chicontepec Superior.*—Está formada, en términos generales, por lechos de arenisca de grano fino a medio, de colores gris y gris oscuro, de 5 a 10 centímetros de espesor, con impresiones de gusanos marinos, huellas de oleaje y restos de plantas. Alternan con estas areniscas, capas delgadas de marga arenosa de color gris y de lutita de color gris-azul.

*Aragón.*—Representa la facies batial de la misma edad que la formación Chicontepec superior.

La formación Aragón está constituida por lutitas de colores gris claro, gris azul y verde que por acción del intemperismo toman un color amarillento. En la base de la formación se presentan bandas de bentonita. Hacia la parte alta, se encuentran láminas de arena fina y pequeños nódulos calcáreos.

Los espesores de la formación Aragón medidos en los pozos y campos petroleros de la Zona Norte, son los siguientes:

Al norte de Tampico, de 80 a 150 metros; al oriente de Ebano-Pánuco, 95 metros; al oriente de la Faja de Oro, de 180 a 325 metros; al occidente de la Faja de Oro de 20 a 178 metros y al suroeste de Poza Rica de 150 a 200 metros.

### *Eoceno Medio.*

*Formación Guayabal.*—La formación Guayabal aflora al sur del río Pánuco a lo largo de una faja de orientación NNW-SSE que pasa al poniente de Tantoyuca y al oriente de Chicontepec, Ver. prolongándose algunas irregularidades e interrupciones, hasta el área de Misantla, Ver. En el subsuelo su distribución es un tanto irregular, pues en ciertas regiones está ausente al parecer como consecuencia de fenómenos de erosión.

La formación Guayabal está constituida típicamente por lutitas de colores gris azul a café, que por acción del intemperismo toman un color gris o crema. Dichas capas contienen nódulos de siderita y delgadas intercalaciones de arena de grano fino. En la localidad tipo la formación es rica en restos de moluscos, de briozoarios y de corales, con abundancia de foraminíferos, conjunto que indica que se trata de depósitos en aguas someras.

Al sur del río Tecolutla, la formación Guayabal está constituida por sedimentos de facies marginales, con conglomerados lenticulares y arcillas arenosas con orbitoides, moluscos y briozoarios. En el área de Poza Rica predominan los sedimentos arcillo-arenosos con escasas intercalaciones de arenisca gris, de grano fino, que en algunos de los campos de este distrito están parcialmente impregnados de hidrocarburos. Ocasionalmente se encuentran intercalaciones de bentonita del mismo color.

Sus contactos, tanto el superior como el inferior, están bien definidos litológica y paleontológicamente.

Sus espesores en la superficie varían de 100 a 1,000 metros. El máximo desarrollo se localiza en el área de Tajín y Chote, Ver. En el subsuelo se conocen los siguientes espesores: En el Distrito de Pánuco-Ebano, 30 metros como promedio; al poniente de la Faja de Oro, de 400 a 800 metros; al oriente de la Faja de Oro, de 10 a 100 metros; en el Distrito de Poza Rica, de 180 a 1,200 metros.

La formación Guayabal es de importancia económica por ser productora en los campos Moralillo y de Furbero.

*Eoceno Superior.*

*Formación Chapopote-Tantoyuca.*—Esta formación tiene dos facies, una arcillo-margosa de aguas profundas a la que se denomina Chapopote, y otra arenosa-conglomerática denominada Tantoyuca que constituye una facies “molasse” típica.

La facies Chapopote está expuesta en la región de San José de las Rusias, al sur de Soto la Marina, Tamps.; a unos 25 Km. al poniente y suroeste de Tampico, Tamps., al oeste y al sur de Cerro Azul, Ver. y en la región de Misantla, Ver. En el subsuelo se le conoce en los pozos de la región de San José de las Rusias; al poniente de la Faja de Oro y sobre ésta, excepto en la parte norte, donde las calizas cretácicas están cubiertas directamente por sedimentos transgresivos del Oligoceno.

La facies Tantoyuca está expuesta en algunas localidades de la mitad sur de la Cuenca de Tampico-Tuxpan, al norte, en y al sur de Tantoyuca, Ver., hasta Tlacolula, Ver.; al oriente de la Mesa de Metlatoyuca (poniente de Papantla, Ver.); y al norte y al sur del campo de Furbero. En el subsuelo se le conoce a lo largo de la Faja de Oro, desde San Isidro hasta Tecolutla, Ver., con algunas ausencias por erosión, así como al poniente de la Faja de Oro, desde Miquetla hasta El Chote, pasando por Miahuapan, Nuevo Progreso y Poza Rica.

Las facies Chapopote típica consta de margas de colores gris a gris verde, que por intemperismo toman un color crema. La estratificación no es distintiva y donde se presenta está marcada por capas delgadas de bentonita de color amarillo-verdoso que son más frecuentes hacia la cima de la formación. Abundan en ella los foraminíferos.

Cerca de Horcones, donde se presenta una transición a la facies Tantoyuca, se encuentran capas delgadas de arenisca dentro de la Chapopote.

La facies Tantoyuca está constituida por sedimentos arenoso-conglomeráticos. La forman areniscas de grano fino a grueso y areniscas conglomeráticas de matriz calcárea, con algunas intercalaciones de lutita o de marga arenosa de colores gris y gris oscuro. Tiene también desarrollos de conglomerados y brechas constituídos prin-

principalmente por fragmentos de calizas del Cretácico y por pedernal negro y fragmentos de areniscas derivados de la formación Chicon-tepec. En algunas localidades se encuentran, además, lechos de caliza impura.

Los sedimentos que caracterizan la facies Tantoyuca son indicativos de depósitos bajo condiciones de perturbación, en un medio ambiente marginal. Están pobremente estratificados y los clásticos que lo forman gradúan de finos abajo, a gruesos hacia arriba. Se les considera representativos del tipo "molasse" que fueron depositados durante e inmediatamente después de las máximas pulsaciones de la Revolución Laramide, señalando el fin de la orogenia.

Los espesores de las formaciones Chapopote y Tantoyuca medidos en la superficie son muy variables en razón de que no se dispone de secciones completas. Así, los espesores medios varían desde unos cuantos metros hasta 400 metros. En el subsuelo, con información de pozos, los espesores conocidos son los siguientes:

En la región de San José de las Rusias, de 80 a 170 metros; al sur y oriente de Ebano-Pánuco, de 80 a 120 metros; al poniente de la Faja de Oro, de 15 a 800 metros; al oriente de dicha Faja, de 55 a 175 metros; en el Distrito de Poza Rica, de 20 a 380 metros y en la Faja de Oro, de 13 a 275 metros. En el área de Chila Cortaza, Tantoyuca y Tlacolula, la facies Tantoyuca alcanza espesores de casi 1,000 metros (Pozos Tlacolula y Chopopo).

La formación Chapopote-Tantoyuca es productora de aceite en algunos de los pozos de Mecatepec. En otras localidades del Distrito de Poza Rica se han registrado manifestaciones de hidrocarburos en la formación.

### *Oligoceno.*

#### *Oligoceno Inferior.*

*Formación Horcones.*—Su distribución en la superficie no es muy amplia. Aflora en pequeñas áreas al poniente y al suroeste de Tampico, Tamps., al poniente y al sur de Cerro Azul, Ver.; al poniente de Poza Rica, Ver. y al norte de Misantla, Ver.

En el subsuelo se le conoce al oriente y al poniente de la Faja de Oro y en el campo de Poza Rica, extendiéndose hasta unos 20 Km. al sur de éste.



La formación Horcones está constituida, en términos generales, por lutitas y margas de colores gris a café, que alternan con lechos de arenisca cuarcífera de 10 a 15 cm. de espesor, de grano fino a grueso, de colores gris y gris claro, con cemento calcáreo. Ocasionalmente se encuentran delgadas capas de ceniza volcánica.

Una peculiaridad de la formación es la variabilidad de la facies tanto lateral como verticalmente en distancias relativamente cortas (300 a 500 metros), razón por la cual la secuencia litológica no es regular, sino que varía de una localidad a otra.

La identificación de la formación se lleva a cabo por medios paleontológicos.

El espesor de la formación Horcones varía dentro de los límites amplios. Al poniente de Tuxpan tiene 140 metros. En el área de Misantla tiene de 100 a 120 metros. En el subsuelo, los espesores registrados son: al oriente de la Faja de Oro tiene 30 metros en promedio; al poniente de dicha Faja, de 50 a 60 metros; en el área de Moralillo, 60 metros como promedio y en el área de Poza Rica de 120 a 465 metros.

Esta formación no es productora de hidrocarburos en la Cuenca de Tampico-Tuxpan.

### *Oligoceno Inferior y Medio.*

*Formaciones Palma Real Inferior y Superior.*—Es ésta una de las formaciones de la Cuenca de Tampico-Tuxpan que más discusiones y aun confusiones ha suscitado. Inicialmente (hacia 1918), se le tomaba como parte de la formación Alazán, considerando a esta última dentro del Eoceno Superior. Más tarde todo el conjunto se pasó al Oligoceno inferior y se separó en dos formaciones diferentes. A la fecha, la formación Palma Real se considera dividida en dos miembros, inferior el uno y superior el otro, de alcance estratigráfico definido. El miembro inferior corresponde a la parte inferior de la formación Palma Real que descansa discordantemente sobre la formación Horcones u otros de mayor antigüedad, en tanto que el miembro superior puede representar una facies equivalente, al menos en parte, a la formación Alazán que se discutirá más adelante.

La formación Palma Real está profusamente distribuida en la Cuenca de Tampico-Tuxpan. Sus afloramientos se encuentran a lo largo de una faja de anchura variable que se extiende en forma prácti-



camente ininterrumpida desde unos 15 Km. al sur de Aldama, Tamps., hasta la región de Papantla, Ver. donde se pierde bajo depósitos piroclásticos, para reaparecer en afloramientos aislados al oriente y al sur-este de Misantla, Ver.

En el Distrito de Poza Rica el miembro inferior de la formación Palma Real está constituido por sedimentos arcillosos y arenosos, con predominio de los primeros, que forman lutitas de color gris-verde. Alternan con éstas, delgadas capas de arenisca de color gris de grano fino.

Al poniente de la Faja de Oro este miembro está formado de margas de color gris oscuro con interestratificaciones muy delgadas de arenisca gris, de grano fino.

El miembro superior de la formación Palma Real (que se distingue del anterior por la ausencia de ciertas especies de microfósiles) está constituido, en su base, por sedimentos litológicamente semejantes a los del miembro inferior, presentándose hacia la cima algunos horizontes de clásticos, areniscas de grano fino a medio y aún conglomerados, como sucede en Mecatepec.

Los sedimentos del miembro inferior, discordantes sobre rocas de las formaciones Horcones, Chapopote-Tantoyuca, Guayabal y Chicon-tepec representan el depósito de un mar en transgresión, en tanto que los sedimentos de la parte superior del miembro superior corresponden al depósito de un mar en fase regresiva.

Los diferentes espesores de la formación Palma Real (partes inferior y superior) son los siguientes. (Se les presenta en forma tabulada para mayor comodidad del lector).

| Area o Campo      | Olig. P. R. (Inf.) | Olig. P. R. (Sup.) | Total |
|-------------------|--------------------|--------------------|-------|
|                   | mts.               | mts.               | mts.  |
| Tampico Alto      | 595                | 95                 | 690   |
| Cabo Rojo         | 15                 | 520                | 535   |
| Cerro de Oro      | 120                | 200                | 320   |
| Moralillo         | 60                 | 80                 | 140   |
| E. Ordóñez        | 200                | 320                | 520   |
| Sta. Agueda       | 260                | 330                | 590   |
| M. Hidalgo        | 230                | 350                | 580   |
| Poza Rica         | 370                | 280                | 650   |
| Presidente Alemán | 210                | 215                | 425   |

La formación Palma Real ha resultado productora de hidrocarburos en pequeña escala en dos de los campos de la Cuenca de Tampico-Tuxpan. (Chinampa Sur y Comales).

### *Oligoceno Medio*

*Formación Alazán.*—En la superficie se le encuentra a lo largo de una faja de 2 a 18 Km. de ancho que se extiende en forma prácticamente ininterrumpida desde el río Soto la Marina hasta el río Tuxpan. También se presenta en una área pequeña al noroeste de Poza Rica, en el río Cazonés. En el subsuelo se le conoce prácticamente en todas las perforaciones que se encuentran al oriente de la faja de su afloramiento y es posible que se extiendan aún más al oriente bajo el actual Golfo de México.

La formación está constituida principalmente por margas y lutitas de color gris-azul, que alternan ocasionalmente con algunas capitas de arenisca arcillosa, de 2 a 3 centímetros de espesor. En algunos de los pozos que la han cortado, la sucesión litológica no es muy uniforme pues las lutitas son más arenosas en la parte media llegando a convertirse hacia la parte superior en areniscas con intercalaciones arcillosas, facies que se corresponde, al menos en parte, con los sedimentos del miembro superior de la formación Palma Real.

Los espesores de la formación Alazán son los siguientes:

Al oriente y noreste de Tantoyuca, se midieron 600 metros; al noroeste de Poza Rica, 500 metros y al oriente de Cerro Azul, de 100 a 120 metros. En el subsuelo se conocen los siguientes espesores:

En San José de las Rusias, 930 metros; en Chila 80 metros; en Cabo Rojo 520 metros; en Tuxpan 360 metros como promedio y al oeste de la Faja de Oro 60 metros.

*Formación Mesón.*—Con este nombre se conocen los sedimentos del Oligoceno que cubren a la formación Alazán, en el área situada al norte del río Cazonés.

La formación Mesón (con facies de otros nombres) está expuesta a lo largo de una faja de unos 370 kilómetros de longitud, con anchura variable entre 3 y 30 kilómetros, que se extiende desde el río Soto la Marina hasta el río Cazonés, inmediatamente al norte de Poza Rica. Dado que muestra un echado regional hacia el oriente, en el subsuelo se le encuentra al oriente de su afloramiento, exten-

diéndose probablemente más allá de la línea de costa, debajo de las aguas del Golfo de México.

La formación Mesón se desarrolló en facies de aguas someras. Su constitución litológica, tratada en términos generales, es la siguiente: La parte inferior está formada por lutitas y margas, generalmente muy arenosas, de colores gris a gris azul. Sobre estas capas se encuentran estratos de arenisca calcárea de 20 a 30 centímetros de espesor, de grano fino a medio de color café. Las areniscas están cubiertas por capas delgadas (10 a 20 centímetros de espesor) de caliza con intercalaciones de arenisca gris azul, conjunto que está cubierto a su vez (en Santa Fé-Topila), por un conglomerado formado por restos de conchas de bivalvos, de corales y algunas especies de foraminíferos en matriz calcárea. En algunos lugares se desarrolla localmente una facies de caliza coralina como ocurre en San Rafael, al norte de Aldama, Tamps.

El espesor de la formación en la superficie varía de 90 a 600 metros. En el subsuelo se han registrado los espesores siguientes: en San Rafael, al norte de Tampico, 135 mts.; al sur y sureste de Tampico, de 110 a 875 metros; al oriente de la Faja de Oro de 115 a 270 mts. y en el extremo nororiental de la Faja de Oro alcanza más de 750 mts. de espesor.

### *Oligoceno Superior.*

*Formaciones Coatzintla y Escolín.*—Sus sedimentos representan el Oligoceno Superior.

La formación Coatzintla aflora en el área de Poza Rica y sobre el extremo sur de la antigua Faja de Oro. En el subsuelo se le conoce al sur y sureste de Poza Rica hasta la costa.

La formación Escolín, que es la más joven que la Coatzintla está expuesta al oriente de Poza Rica, en la ex-hacienda de Escolín.

La constitución litológica de estas dos formaciones es la siguiente: La Coatzintla se compone de lutitas y margas de color gris oscuro que alternan con margas arenosas y en algunos lugares con conglomerados y con calizas coralinas.

La formación Coatzintla representa un depósito de aguas más profundas que las de la formación Mesón y parece haberse depositado durante una etapa de transgresión a juzgar por la secuencia de los

clásticos que la forman que va de clásticos gruesos en la base a sedimentos finos en la parte superior.

El espesor de la formación varía de 150 metros en Coatzintla hasta 450 mts. en los pozos del campo de Santa Agueda, en la Nueva Faja de Oro.

La formación Escolín está formada por margas de color gris obscuro, homogéneas y masivas que están cubiertas por margas arenosas que alternan con capas de arenisca calcárea de grano fino a medio y de caliza arenosa, generalmente desprovistas de fósiles. Sin embargo, localmente se aprecian algunos lechos de arenisca y de caliza arenosa con abundancia de *Sorites* sp., como ocurre a unos 15 Km. al SE de Poza Rica sobre la carretera a Papantla, Ver.

Los sedimentos de la formación Escolín son característicos de un período de regresión.

Su espesor en el Distrito de Poza Rica y en la Nueva Faja de Oro oscila entre 90 y 300 metros, aumentando de poniente a oriente.

### *Mioceno*

El Mioceno de la Cuenca de Tampico-Tuxpan está representado por las formaciones Tuxpan y Encanto, ambas de la misma edad que ocupan, la primera una extensión superficial considerable, en tanto que la segunda se encuentra a manera de manchones en la parte sur de la Cuenca, en la región de Misantla, Ver.

#### *Mioceno Inferior.*

*Formación Tuxpan.*—Está expuesta a lo largo de la costa del Golfo de México desde el noreste de Cerro Azul, Ver., hasta unos 20 Km. al sur del río Tecolutla, formando una faja de 125 Km. de largo con una anchura media de 15 kilómetros.

La formación Tuxpan está constituida por capas de arenisca, arenisca calcárea, caliza arenosa y de lutita más o menos arenosa, con predominio de estas últimas. Localmente se aprecian algunos conglomerados. Tiene echado regional hacia el oriente y descansa en discordancia sobre las formaciones oligocénicas Escolín, Coatzintla, Mesón y Palma Real Superior.

La formación Tuxpan representa un depósito transgresivo de aguas



someras seguido de una regresión que tuvo por límite aproximado la actual línea de costa del Golfo de México.

Su espesor en la superficie varía de 50 a 200 metros. En la localidad típica alcanza 150 metros de potencia. En el subsuelo su espesor varía de 120 metros en el campo de Ezequiel Ordóñez a 820 metros en Tecolutla; es decir, que en este caso aumenta de noroeste a sureste.

La formación Tuxpan ha resultado productora de aceite al noreste de Cerro Azul, en los pozos de Tanhuijo.

*Formación Encanto.*—Aflora al norte y noreste de Misantla, Ver., y en parte del curso inferior del río Nautla, al noroeste de Misantla.

Se le da el nombre de formación Encanto por su semejanza tanto litológica como faunística con la formación de igual nombre que se encuentra en la parte norte del Istmo de Tehuantepec. Está formada por arcillas plásticas y arcillas más o menos arenosas, generalmente bien estratificadas, de colores gris claro a amarillo rojizo, que alternan con lechos de arena o de arenisca pobremente cementada, de grano fino. Tanto las arcillas como las arenas contienen moldes y conchas de pequeños gasterópodos y bivalvos en abundancia.

El espesor de estos sedimentos de la formación Encanto varía de 200 a 250 metros.

### *Plio-Pleistoceno*

Bajo esta denominación se incluyen los sedimentos más jóvenes que el Mioceno, que no están diferenciados y que pueden corresponder desde el Plioceno hasta el Reciente. Están constituidos en términos generales, por sedimentos costeros y por depósitos piroclásticos y aluviales.

Estos depósitos ocupan una franja generalmente estrecha, muy próxima a la línea de costa, que, con algunas interrupciones, se extiende desde el río Soto la Marina hasta la falda oriental del Macizo de Teziutlán, al sureste de Misantla, Ver.

Se encuentran, además, algunas corrientes basálticas de esa edad.

### DESARROLLO PETROLERO DE LA CUENCA DE TAMPICO-TUXPAN

A diferencia de lo que ocurre en la Cuenca de Burgos, en algunos lugares de la Cuenca de Tampico-Tuxpan abundan las manifestaciones



superficiales de hidrocarburos, mismas que eran ya conocidas y aún aprovechadas en pequeña escala, desde la época pre-colonial.

Los primeros intentos de explotación industrial del chapopote y del petróleo que se suponía que existía en el subsuelo de lo que actualmente se conoce como Cuenca de Tampico-Tuxpan, datan de 1864, cuando don Ildefonso López obtuvo una concesión para explotar comercialmente los yacimientos de petróleo de San José de las Rusias y de Chapopote, Tamps. lugar este último cercano a Ebano, S. L. P.

Posteriormente, en 1868 se formó en Papantla una empresa para explotar el petróleo de la región. Fué en esta ocasión cuando se trajo a México el primer equipo de perforación para la búsqueda de petróleo.

Tras estas primeras tentativas se llevaron a cabo algunas más que, por razones diversas no alcanzaron éxito desde el punto de vista comercial.

En 1901 se iniciaron las perforaciones en busca de petróleo en la región de Cougas (hoy Furbero), obteniéndose una pequeña producción de carácter no comercial. Por la misma época se comenzó a perforar en Ebano, S. L. P., con resultados más bien pobres, y no fué sino hasta abril de 1904 cuando se terminó el primer pozo cuya producción se consideró de carácter comercial. Fué este el pozo La Pez No. 1, localizado por el geólogo mexicano Ezequiel Ordóñez. Alcanzó una profundidad total de 502.29 metros y tuvo una producción inicial de 500 barriles de petróleo, diarios. Su producción hasta el 30 de abril de 1917, fecha en que se cerró, alcanzó la cifra de 4.124,976 barriles.

En 1906 se inició la perforación en terrenos de la hacienda de San Diego de la Mar, sobre la Faja de Oro, donde el segundo pozo tuvo una producción diaria inicial de 2000 a 3000 barriles de petróleo.

El acontecimiento más sensacional en la historia de la producción petrolera de México ocurrió dos años más tarde. El 4 de julio de 1908, cuando la barrena de perforación del pozo San Diego No. 3, conocido con el nombre de Dos Bocas alcanzó las calizas cretácicas a la profundidad de 555.95 metros, brotó repentinamente una columna de petróleo que sobrepasaba en 30 metros de la altura de la torre de perforación. La presión del aceite y del gas arrojó fuera del pozo la tubería de perforación y destrozó la torre en unos cuantos minutos y el área se cubrió con una cortina de gases que pronto tomaron contacto con el fuego de la caldera, produciéndose de inmediato un de-

vastador incendio. El pozo Dos Bocas estuvo ardiendo hasta el 30 de agosto del mismo año, cuando la invasión de agua salada extinguió el incendio. Se calcula que el pozo arrojaba petróleo en cantidad que se estimaba en 200,000 barriles por día. Así, en su corta etapa de producción debe haber arrojado 11.400,000 barriles de petróleo.

A raíz de este suceso, que tuvo resonancia mundial, aumentaron en forma increíblemente rápida, las actividades petroleras en el país, más aun cuando que en esa época las condiciones legales para la explotación del petróleo, —los dueños de la superficie lo eran también del petróleo que se alojara en el subsuelo—, aunadas a la gran capacidad y poca profundidad de los pozos petroleros favorecían el desarrollo de empresas petroleras, en especial las que tenían un capital considerable.

Pocos años después, en febrero de 1916, se terminó el pozo Cerro Azul No. 4, localizado sobre la Faja de Oro, pozo que tuvo una producción durante un período en que estuvo produciendo sin control de 260,000 barriles por día, cifra no superada hasta la fecha.

Para entonces se contaba con unos 20 campos petroleros en la Cuenca de Tampico-Tuxpan.

Las perforaciones de exploración en los primeros años del desarrollo petrolero de esta Cuenca, se situaban en muchos casos en o cerca de las chapopoterías, pero gradualmente se fué recurriendo a técnicas exploratorias más adecuadas a medida que resultaba más difícil el descubrir yacimientos por método tan elemental. Así se llevaron a cabo exploraciones geológicas de detalle y hacia 1923 se utilizaron por primera vez los métodos geofísicos para la exploración petrolera.

En la actualidad hay 4 distritos productores de petróleo en la Zona Norte, dentro de los cuales se tienen (hasta junio de 1956), 87 campos. (Tabla No. 5).

#### CAMPOS PETROLEROS DE LA CUENCA DE TAMPICO-TUXPAN

Los 87 campos petroleros de la Cuenca de Tampico-Tuxpan quedan distribuidos y están agrupados en cuatro diferentes distritos petroleros, de características geológicas y genéticas peculiares, que se conocen con los nombres de *Distrito de Ebano-Pánuco*, *Faja de Oro*, *Distrito de Poza Rica* y *Nueva Faja de Oro*.

Como parte del conjunto llamado Faja de Oro hay otras porciones bien definidas denominadas Oriente de la Faja de Oro, Poniente de

| DISTRITO<br>Y<br>CAMPO     | AÑO<br>DE<br>DESCUBRIMIENTO | EDAD DE LAS ROCAS PRODUCTORAS |                |                    |                       |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
|----------------------------|-----------------------------|-------------------------------|----------------|--------------------|-----------------------|-----------------------------|----------------|--------------|--------------------------------|-------------------|--------------------------------|-----------------|--------------------------------|
|                            |                             | MESOZOICO                     |                |                    |                       |                             |                | TERCIARIO    |                                |                   |                                |                 |                                |
|                            |                             | JUR.<br>SUP.                  | CRET.<br>INF.  | CRETACICO<br>MEDIO | CRETACICO<br>SUPERIOR | PALEO-<br>CRETACICO<br>INF. | EOCENO<br>INF. | EOC.<br>MED. | EOC.<br>SUP.                   | OLIGOC.<br>INF.   | OLIG.<br>MED.                  | OLIGOC.<br>SUP. | MIOC.<br>INF.                  |
|                            |                             | Portlandiano                  | Tamulipás Inf. | Tamulipás Sup.     | El abra-<br>Tamabira  | Agua Nueva                  | San Felipe     | Mendez       | Chicoutepac-Sup.<br>Atotonilco | Chicoutepac-Medio | Chicoutepac-Sup.<br>Atotonilco | Guayabal        | Chicoutepac-Sup.<br>Atotonilco |
| DISTRITO EBANO-PANUCO      |                             |                               |                |                    |                       |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| Ebano - Chapacaa           | 1901                        |                               |                | X                  |                       |                             | X              | X            |                                |                   |                                |                 |                                |
| Topila (Ant. área Prod.)   | 1908                        |                               |                | X                  |                       |                             | X              | X            |                                |                   |                                |                 |                                |
| Caracado                   | 1909                        |                               |                | X                  |                       |                             | X              | X            |                                |                   |                                |                 |                                |
| Pánuco                     | 1910                        |                               |                | X                  |                       |                             | X              | X            |                                |                   |                                |                 |                                |
| San Pedro                  | 1910                        |                               | X              | X                  |                       |                             | X              | X            |                                |                   |                                |                 |                                |
| El Barco - Caracal         | 1911                        |                               |                | X                  |                       |                             | X              | X            |                                |                   |                                |                 |                                |
| Cacalilao                  | 1922                        |                               |                | X                  |                       |                             | X              | X            | X                              |                   |                                |                 |                                |
| Limón                      | 1922                        |                               |                | X                  |                       |                             | X              | X            |                                |                   |                                |                 |                                |
| Quebrache                  | 1923                        |                               |                | X                  |                       |                             | X              | X            |                                |                   |                                |                 |                                |
| Altamira                   | 1926                        |                               |                | X                  |                       |                             | X              | X            |                                |                   |                                |                 |                                |
| Nuevo Limón                | 1947                        |                               |                | X                  |                       |                             | X              | X            | X                              |                   |                                |                 |                                |
| Tulillo Occidental         | 1952                        |                               |                | X                  |                       |                             | X              | X            |                                |                   |                                |                 |                                |
| Monte                      | 1952                        |                               |                |                    |                       |                             |                | X            |                                |                   |                                |                 |                                |
| Tamulipás                  | 1956                        |                               | X              | X                  |                       |                             |                | X            |                                |                   |                                |                 |                                |
| Loma del Pozo              | 1956                        |                               |                | X                  |                       |                             | X              |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| DISTRITO FAJA DE ORO       |                             |                               |                |                    |                       |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| San Diego                  | 1908                        |                               |                |                    | X                     |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| Juan Casiano (Chinampa)    | 1909                        |                               |                |                    | X                     |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| Patrero del Llano          | 1910                        |                               |                |                    | X                     |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| Alazán (Ant. área Prod.)   | 1912                        |                               |                |                    | X                     |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| Alamo                      | 1913                        |                               |                |                    | X                     |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| Naranjos                   | 1913                        |                               |                |                    | X                     |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| Tepetate                   | 1915                        |                               |                |                    | X                     |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| Cerro Azul                 | 1916                        |                               |                |                    | X                     |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| Juan Felipe                | 1916                        |                               |                |                    | X                     |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| Chicancillo - San Miguel   | 1918                        |                               |                |                    | X                     |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| Chinampa Sur               | 1918                        |                               |                |                    | X                     |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| Amatlán Sur                | 1920                        |                               |                |                    | X                     |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| Zacamixtle                 | 1920                        |                               |                |                    | X                     |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| Tierra Blanca              | 1921                        |                               |                |                    | X                     |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| San Gerónimo               | 1921                        |                               |                |                    | X                     |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| Cerro Viejo                | 1921                        |                               |                |                    | X                     |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| Toteco                     | 1921                        |                               |                |                    | X                     |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| Chapopote Nuñez            | 1922                        |                               |                |                    | X                     |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| Paso Real                  | 1925                        |                               |                |                    | X                     |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| San Isidro                 | 1927                        |                               |                |                    | X                     |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| Jardín                     | 1928                        |                               |                |                    | X                     |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| Alazán (Nva. área Prod.)   | 1949                        |                               |                |                    | X                     |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| Cabo Rojo                  | 1953                        |                               |                |                    | X                     |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| DISTRITO NUEVA FAJA DE ORO |                             |                               |                |                    |                       |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| Ezequiel Ordóñez           | 1952                        |                               |                |                    | X                     |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| Horcón                     | 1952                        |                               |                |                    | X                     |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| Xacatla                    | 1953                        |                               |                |                    | X                     |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| Ocatepec                   | 1953                        |                               |                |                    | X                     |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| Mozutla                    | 1953                        |                               |                |                    | X                     |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| Santa Agueda               | 1953                        |                               |                |                    | X                     |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| Galeana                    | 1953                        |                               |                |                    | X                     |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| Miguel Hidalgo             | 1954                        |                               |                |                    | X                     |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |
| Allende                    | 1955                        |                               |                |                    | X                     |                             |                |              |                                |                   |                                |                 |                                |

Tabla No. 5.

| DISTRITO<br>Y<br>CAMPO       | AÑO DE<br>DESCUBRIMIENTO | EDAD DE LAS ROCAS PRODUCTORAS |                 |                    |                       |                          |                |                         |                        |                 |                           |                 |                            |                      |
|------------------------------|--------------------------|-------------------------------|-----------------|--------------------|-----------------------|--------------------------|----------------|-------------------------|------------------------|-----------------|---------------------------|-----------------|----------------------------|----------------------|
|                              |                          | MESOZOICO                     |                 |                    |                       |                          |                | TERCIARIO               |                        |                 |                           |                 |                            |                      |
|                              |                          | JUR.<br>SUP.                  | CRET.<br>INF.   | CRETACICO<br>MEDIO | CRETACICO<br>SUPERIOR | PALEO-<br>CENO-<br>ZOICO | EOCENO<br>INF. | EOCENO<br>MED.          | EOCENO<br>SUP.         | OLIGOC.<br>INF. | OLIGOC.<br>MED.           | OLIGOC.<br>SUP. | MIOC.<br>INF.              | MIOC.<br>SUP.        |
|                              |                          | Portlandiano                  | Tamoulipos Inf. | Tamoulipos Sup.    | Elobra                | San Felipe               | Mendoza        | Chicoutepac -<br>Aragón | Chicoutepac -<br>Medio | Guayabal        | Chicoutepac -<br>Superior | Palma Real Inf. | Alcazar /<br>Coatzacoatlán | Enconito /<br>Tuxpan |
| Guerrero                     | 1955                     |                               |                 |                    | X                     |                          |                |                         |                        |                 |                           |                 |                            |                      |
| Acuatempa                    | 1955                     |                               |                 |                    | X                     |                          |                |                         |                        |                 |                           |                 |                            |                      |
| Chichimantla                 | 1955                     |                               |                 |                    | X                     |                          |                |                         |                        |                 |                           |                 |                            |                      |
| Mesa Cerrada                 | 1956                     |                               |                 |                    | X                     |                          |                |                         |                        |                 |                           |                 |                            |                      |
| Boca de Lima                 | 1956                     |                               |                 |                    | X                     |                          |                |                         |                        |                 |                           |                 |                            |                      |
| Las Cañas                    | 1956                     |                               |                 |                    | X                     |                          |                |                         |                        |                 |                           |                 |                            |                      |
| Tecolutla                    | 1956                     |                               |                 |                    | X                     |                          |                |                         |                        |                 |                           |                 |                            |                      |
| Gutiérrez Zamora             | 1956                     |                               |                 |                    | X                     |                          |                |                         |                        |                 |                           |                 |                            |                      |
| <u>ORIENTE FAJA DE ORO</u>   |                          |                               |                 |                    |                       |                          |                |                         |                        |                 |                           |                 |                            |                      |
| Tanhuijo                     | 1910                     |                               |                 |                    |                       |                          |                |                         |                        |                 |                           |                 | X                          | X                    |
| Tierra Amarilla              | 1910                     |                               |                 |                    | X                     |                          |                |                         |                        |                 |                           |                 |                            |                      |
| San Marcos                   | 1912                     |                               |                 |                    |                       |                          |                | X                       |                        |                 |                           |                 |                            |                      |
| San Sebastian                | 1914                     |                               |                 |                    |                       |                          |                | X                       |                        |                 |                           |                 |                            |                      |
| Molina                       | 1917                     |                               |                 |                    | X                     |                          |                |                         |                        |                 |                           |                 |                            |                      |
| Cincuenta                    | 1928                     |                               |                 |                    |                       | X                        | X              |                         |                        |                 |                           |                 |                            |                      |
| Tamiahua                     | 1951                     |                               |                 |                    | X                     |                          |                |                         |                        |                 |                           |                 |                            |                      |
| Salís Occidental             | 1952                     |                               |                 |                    | X                     |                          |                |                         |                        |                 |                           |                 |                            |                      |
| Salís Oriental               | 1952                     |                               |                 |                    | X                     |                          |                |                         |                        |                 |                           |                 |                            |                      |
| Temapache                    | 1954                     |                               |                 |                    | X                     |                          |                |                         |                        |                 |                           |                 |                            |                      |
| Tepetzintilla                | 1954                     |                               |                 |                    | X                     |                          |                |                         |                        |                 |                           |                 |                            |                      |
| Temapache Norte              | 1956                     |                               |                 |                    | X                     |                          |                |                         |                        |                 |                           |                 |                            |                      |
| <u>OCCIDENTE FAJA DE ORO</u> |                          |                               |                 |                    |                       |                          |                |                         |                        |                 |                           |                 |                            |                      |
| Comales-Jardín               | 1921                     |                               |                 |                    |                       |                          |                |                         |                        | X               |                           |                 | X <sup>o</sup>             |                      |
| Soledad                      | 1945                     |                               |                 |                    | X                     |                          |                |                         |                        |                 |                           |                 |                            |                      |
| Tlacolula                    | 1947                     | X                             |                 |                    |                       |                          |                |                         |                        |                 |                           |                 |                            |                      |
| Moraliña                     | 1948                     |                               |                 | X                  |                       |                          |                | X <sup>o</sup>          | X <sup>o</sup>         | X <sup>o</sup>  | X <sup>o</sup>            |                 |                            |                      |
| Tancoco                      | 1950                     |                               |                 |                    |                       |                          |                | X <sup>o</sup>          | X <sup>o</sup>         | X <sup>o</sup>  | X <sup>o</sup>            |                 |                            |                      |
| Tamatoco                     | 1956                     |                               |                 |                    |                       |                          |                | X <sup>o</sup>          | X <sup>o</sup>         | X <sup>o</sup>  | X <sup>o</sup>            |                 |                            |                      |
| <u>DISTRITO DE POZA RICA</u> |                          |                               |                 |                    |                       |                          |                |                         |                        |                 |                           |                 |                            |                      |
| Furbero                      | 1907                     |                               |                 |                    |                       |                          |                |                         |                        | X <sup>o</sup>  |                           |                 |                            |                      |
| Mecatepec (Prod. Terc.)      | 1928                     |                               |                 |                    |                       |                          |                |                         |                        | X               |                           |                 |                            |                      |
| Poza Rica                    | 1930                     |                               |                 |                    | X                     |                          | X              | X                       | X                      |                 |                           |                 |                            |                      |
| Mecatepec (Prod. Cret.)      | 1941                     |                               |                 |                    | X                     |                          |                | X                       | X                      |                 |                           |                 |                            |                      |
| Escolín                      | 1949                     |                               |                 |                    | X                     |                          |                | X                       | X                      |                 |                           |                 |                            |                      |
| Presidente Alemán            | 1949                     |                               |                 |                    | X                     |                          |                | X                       | X                      |                 |                           |                 |                            |                      |
| Coatzacoatlán                | 1952                     |                               |                 |                    | X                     |                          |                |                         |                        |                 |                           |                 |                            |                      |
| M. Avila Camacho             | 1952                     |                               |                 |                    |                       |                          |                |                         | X                      |                 |                           |                 |                            |                      |
| Unión y Progreso             | 1953                     |                               |                 |                    | X                     |                          |                |                         |                        |                 |                           |                 |                            |                      |
| Tajín                        | 1954                     |                               |                 |                    | X                     |                          |                |                         |                        |                 |                           |                 |                            |                      |
| Chale                        | 1955                     |                               |                 |                    |                       |                          |                |                         | X                      |                 |                           |                 |                            |                      |
| Nuevo Progreso               | 1955                     |                               |                 |                    | X                     |                          |                |                         | X                      |                 |                           |                 |                            |                      |
| Macarena                     | 1955                     |                               |                 |                    |                       |                          |                |                         | X                      |                 |                           |                 |                            |                      |
| San Andrés                   | 1956                     |                               |                 |                    |                       |                          |                | X                       |                        |                 |                           |                 |                            |                      |
| Mecatepec Norte              | 1956                     |                               |                 |                    | X                     |                          |                |                         |                        |                 |                           |                 |                            |                      |

X<sup>o</sup> Productor en contacto con rocas ígneas

Tabla No. 5. (Continuación).

la Faja de Oro. La posición de esas dos porciones en relación con la Faja de Oro está implícita en el nombre que llevan. La llamada Nueva Faja de Oro, se encuentra al sureste de la parte antigua a manera de prolongación de la misma en esa dirección. (Fig. No. 13).

De los cuatro distritos petroleros antes citados, el de Poza Rica es el más importante en la actualidad tanto por la cuantía de su producción, como por sus reservas. Durante el año de 1955 su producción fué de 65.878,734 barriles de petróleo en contraste con 4.658,222 y 5.692,167 barriles de aceite, en la Faja de Oro y en Ebano-Pánuco, respectivamente.

La distribución de los campos petroleros de la Cuenca de Tampico-Tuxpan es la siguiente:

| DISTRITO                      | No. de Campos. |
|-------------------------------|----------------|
| 1.—Ebano-Pánuco               | 15             |
| 2.—Faja de Oro                |                |
| a) Porción antigua            | 23             |
| b) Oriente de la Faja de Oro  | 12             |
| c) Poniente de la Faja de Oro | 6              |
| 3.—Nueva Faja de Oro          | 16             |
| 4.—Poza Rica                  | 15             |

La acumulación de hidrocarburos en estos campos está regida principalmente por factores estratigráficos, si bien también tiene importancia el aspecto estructural, según se verá en las páginas siguientes.

La producción se obtiene de calizas del Cretácico y de arenas y areniscas del Terciario. (\*) Tan importante es la primera como insignificante la segunda. De hecho, sólo un 0.18% de la producción total de la Cuenca de Tampico-Tuxpan corresponde al Terciario. A esta última se hará referencia después de describir los principales campos de la cuenca en discusión.

\* Sólo en un caso (campo de Tlacolula, al poniente de la Faja de Oro), se obtuvo una pequeña producción en sedimentos del Jurásico superior.





Figura No. 13.

## 1.—DISTRITO DE ÉBANO-PÁNUCO

LOCALIZACIÓN.—La región productora de petróleo de Ebano-Pánuco se localiza al poniente de la Ciudad de Tampico, Tamps. y comprende la porción sureste del Estado de Tamaulipas, la parte noreste del Estado de Veracruz y la parte oriental del Estado de San Luis Potosí. El conjunto de campos de este distrito adopta una forma burdamente elíptica de 60 kilómetros de largo por 50 Km. de ancho, cuyo centro queda situado a unos 28 kilómetros al occidente de Tampico.

GENERALIDADES.—Las primeras perforaciones en la región de Ebano-Pánuco datan del año de 1901. La base para su localización lo fueron las chapopoterías que abundan en el área.

La producción de petróleo se obtiene de zonas de fractura en las formaciones cretácicas Méndez, San Felipe, Agua Nueva y Tamaulipas. La profundidad de las zonas productoras es muy variable; en la región de Pánuco-Cacalilao, que es una de las más perforadas, varía entre 500 y 700 metros bajo el nivel del mar. El nivel del agua varía dentro de los mismos límites, es decir, de 700 a 500 metros. En Limón occidental el agua salada está por debajo de los 800 metros bajo el nivel del mar y en el recientemente descubierto campo de Tamaulipas (en la parte NE del Distrito) la producción se encuentra entre 1275 y 1325 metros bajo el nivel del mar.

Desde el descubrimiento de aceite cerca de Ebano (1901) hasta diciembre de 1955, la producción total de aceite alcanza la cifra de 854,281,709 barriles, habiéndose perforado hasta la misma fecha unos 4760 pozos, de los cuales 1777 se terminaron como productores.

La producción diaria inicial por pozo ha variado desde unos pocos metros cúbicos hasta poco más de 4,800 m<sup>3</sup>. La recuperación total pozo es también muy variable, fluctuando entre unos cuantos cientos de metros cúbicos hasta 3,338,728 metros cúbicos (20,967,211 barriles) por pozo.

CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS GENERALES DEL DISTRITO.—La región de Ebano-Pánuco está cubierta en su mayor parte por sedimentos de las formaciones Méndez y Velasco del Cretácico superior y del Paleoceno respectivamente. Sólo en su parte oriental se localizan algunos afloramientos de las formaciones Horcones, Palma Real, Alazán y

Mesón del Oligoceno. En el subsuelo se han atravesado las formaciones cretácicas San Felipe y Tamaulipas (superior e inferior). Debajo de esta última se encuentran, en discordancia, sedimentos del Jurásico.

La estructura de la región está íntimamente relacionada con la Sierra de Tamaulipas y consiste, en esencia, de la prolongación del anticlinorio de la mencionada sierra hacia el sur, donde las calizas del Cretácico Inferior, Medio y Superior buzando bajo las margas y lutitas del Cretácico superior y del Paleoceno.

Los diversos plegamientos que forman el anticlinorio buzante que constituye la estructura regional se orientan de nor-noreste a sur-suroeste. Se supone que estos plegamientos son el resultado de los empujes transmitidos del poniente hacia el oriente, originados por el levantamiento de la Sierra Madre Oriental. Debido a estos esfuerzos y a empujes de tipo vertical, las calizas del Cretácico Inferior, medio y superior, sufrieron, además del plegamiento, un gran fracturamiento y afallamiento, lo cual se convirtió en esta región en un factor muy importante para la acumulación de hidrocarburos al formar zonas porosas y permeables.

Si bien el fracturamiento y afallamiento se efectuó a lo largo de varios sistemas de juntas, las principales zonas de fracturas son longitudinales, de orientación NNE-SSW sensiblemente paralela a la dirección de las estructuras. Sobre las partes más altas de los anticlinales el fracturamiento se desarrolló en direcciones diversas aumentando así considerablemente la porosidad. En consecuencia, no obstante que la porosidad primaria de las calizas que se mencionan es baja, la porosidad inducida y la permeabilidad resultante del fracturamiento sufrido por dichas capas hace que se conviertan en rocas almacénantes de primera, lo cual se comprueba observando las líneas a lo largo de las cuales hay producción de aceite, que coinciden con las líneas de fracturamiento.

#### CAMPOS DEL DISTRITO DE ÉBANO-PÁNUCO

Los campos que han sido descubiertos en este Distrito son los siguientes: (hasta junio de 1956).

| Campo              | Productor de: | Año de su Descubrimiento. |
|--------------------|---------------|---------------------------|
| Ebano-Chapacao     | Aceite        | 1901                      |
| Topila             | Aceite y gas  | 1908                      |
| Corcovado          | Aceite        | 1909                      |
| Pánuco             | Aceite        | 1910                      |
| San Pedro          | Aceite        | 1910                      |
| El Barco-Caracol   | Aceite        | 1911                      |
| Cacalilao          | Aceite        | 1922                      |
| Limón              | Aceite        | 1922                      |
| Quebrache          | Aceite y gas  | 1923                      |
| Altamira           | Aceite        | 1926                      |
| Nuevo Limón        | Aceite        | 1947                      |
| Tulillo Occidental | Aceite        | 1952                      |
| Monte              | Aceite        | 1952                      |
| Tamaulipas         | Aceite        | 1956                      |
| Loma del Pozo      | Aceite        | 1956                      |

De tales campos, sólo se describirán dos a fin de dar a conocer los rasgos más notables de los campos del Distrito en cuestión.

### *Campo de Pánuco*

*Localización.*—Se encuentra en la parte sur del Distrito de Ebano-Pánuco, en territorio del Estado de Veracruz. Queda situado a 37 Km. al WSW de la Ciudad de Tampico, Tamps. y a 1.5 Km. al norte del poblado de Pánuco, Ver. sobre ambos márgenes del río Pánuco.

*Antecedentes.*—El pozo descubridor del campo, el Tierra Blanca (\*) No. 401 se terminó en septiembre de 1910 a la profundidad de 568 m. con una producción inicial de 100 barriles de aceite por día. En el mismo año se terminaron varios pozos más cuya producción total conjunta era de 600 barriles de aceite diarios. En noviembre de 1913 se profundizó el pozo T. B. 401 hasta los 706.5 metros de pro-

\* También se le llamaba Tierritas Blancas, para evitar confusiones con el campo Tierra Blanca que está situado sobre la Faja de Oro.

fundidad, obteniéndose una producción potencial de aceite estimada en 10000 barriles diarios.

El primero de los grandes productores de este campo lo fué el San Manuel No. 5, terminado en enero de 1914. Su capacidad inicial se estimó entre 5000 y 10000 barriles de aceite por día y alcanzó una producción total de 11.000,000 de barriles, siendo superado solamente por el pozo Zurita No. 3 que produjo un total de 21.000,000 de barriles de aceite.

Para enero de 1920 se habían terminado unos 30 pozos habiéndose obtenido a la misma fecha 40.000,000 de barriles de aceite.

*Estructura.*—La parte principal del campo de Pánuco la forma una serie de pliegues de dirección casi norte-sur que pasan por San Manuel, Potrero, Ojital y Salvasuchi. El punto más alto de la estructura está cerca de San Manuel, donde la cima de la caliza Tamaulipas se encuentra a 509 metros bajo el nivel del mar. (Figura No. 14).

*Estratigrafía.*—La columna estratigráfica general de los pozos del campo de Pánuco incluye las siguientes formaciones:

#### Aluvión

|           |            |                        |
|-----------|------------|------------------------|
| CRETACICO | Méndez     |                        |
|           | San Felipe | { Superior<br>Inferior |
|           | Tamaulipas | { Superior<br>Inferior |

*Producción. Rocas productoras.*—El campo de Pánuco ha sido uno de los de mayor rendimiento por unidad de superficie.

Los principales factores que han dado lugar a la alta recuperación son: una estructura angosta con alta concentración de aceite y una mayor distribución vertical del aceite.

Los pozos productores en éste han sido 570. De éstos el 31% resultó productor en el contacto de las formaciones San Felipe superior e inferior; el 48% en las formaciones San Felipe o Tamaulipas superior y el 21% en niveles más profundos de la caliza Tamaulipas. En todos los casos, la producción proviene de calizas con porosidad inducida.





La producción acumulativa de este campo hasta diciembre de 1955 alcanza la cifra de 333.530,684 barriles de aceite.

### *Campo de Tamaulipas*

Es éste el descubrimiento más reciente dentro del Distrito petrolero de Ebano-Pánuco.

*Localización.*—Está situado al noroeste de la Ciudad y Puerto de Tampico, y a 2.5 Km. al noroeste del poblado de Altamira.

*Antecedentes.*—La estructura geológica sobre el cual se localiza el campo Tamaulipas fué descubierta por medio de trabajos de sismología de reflexión efectuados entre los años de 1952 y 1953. Previamente se había efectuado en el año de 1951 un levantamiento con gravímetro que dió a conocer la existencia de un máximo gravimétrico en el área.

El trabajo sismológico reveló la presencia de un anticlinal orientado burdamente de norte a sur cuyo cierre por el sur no está del todo definido porque en este extremo se encuentra la laguna de Champayán que constituye un obstáculo para el desarrollo de la exploración sismológica.

El pozo descubridor lo fué el Tamaulipas No. 1, terminado en enero de 1956, que tiene una profundidad total de 1329 metros. Resultó productor de aceite dentro de la formación Tamaulipas inferior del Cretácico inferior, cuya cima se alcanzó a la profundidad de 1280 metros. Su producción inicial fué de 635 barriles de aceite por día.

*Estructura.*—Se trata, según se dijo, de un anticlinal orientado de norte a sur, cuyo cierre por el sur no está del todo definido por existir en ese lado obstáculos de carácter topográfico. Su cierre crítico en la parte definida es de 70 metros y tiene en esta parte una anchura hasta de 4000 metros.

La estructura se corresponde con el máximo gravimétrico detectado en 1951.

El trabajo sismológico, así como las perforaciones realizadas muestran evidencias de afallamientos en los flancos. Los pozos perforados hasta la fecha (1, 2, 3, 4, 6 y 7) quedan situados sobre el flanco oriental del extremo norte del anticlinal.

*Estratigrafía.*—En la superficie aflora la formación Mesón del Oligoceno. La columna estratigráfica del pozo No. 2, que es el más profundo del campo, actualmente es la siguiente:

|                         | Profundidad. |
|-------------------------|--------------|
| Oligoceno Mesón         | Aflora       |
| "    Palma Real         | 320 m.       |
| Discordancia            |              |
| Paleoceno Velasco       | 695 m.       |
| Cretácico Méndez        | 750 m.       |
| "    San Felipe         | 955 m.       |
| "    Agua Nueva         | 1010 m.      |
| "    Tamaulipas Sup.    | 1185 m.      |
| "    Otates             | 1280 m.      |
| "    Tamaulipas Inf.    | 1290 m.      |
| Jurásico Portlandiano   | 1720 m.      |
| Roca Ígnea (basamento?) | 1865 m.      |
| Prof. Total             | 1893 m.      |

*Rocas Productoras. Producción.*—Las de este campo lo son las calizas de la formación Tamaulipas inferior del Cretácico inferior, dentro de las cuales se tiene desarrollo de porosidad intercrystalina y porosidad inducida por fracturamiento.

El campo descubierto hace apenas unos cuantos meses, está en proceso de desarrollo, de manera que resulta aún extemporáneo hablar de su producción. La producción inicial de los pozos hasta ahora perforados varía de 100 a 650 barriles por día a través de un estrangulador de 8 milímetros.

## 2.—DISTRITO DE LA FAJA DE ORO

Bajo este título se describirán la parte antigua de la Faja de Oro, las porciones oriental y occidental y la prolongación suroriental de reciente descubrimiento, denominada Nueva Faja de Oro.

*LOCALIZACIÓN.*—Los campos de la Faja de Oro se localizan sobre la planicie costera del Golfo, en territorio del Estado de Veracruz y se extienden desde los 75 kilómetros hasta los 190 kilómetros al sur de la Ciudad de Tampico.

El desarrollo total de la faja productiva es de unos 190 kilómetros, desde Cabo Rojo hasta unos 6 Km. al sur de Tecolutla, Ver.

La parte a la que corresponde propiamente la denominación de Faja de Oro tiene una anchura media de 1000 metros, desde un mínimo de 300 metros hasta un máximo de 2700 metros. Los campos petroleros de esta faja están de tal manera dispuestos que forman en conjunto un arco cóncavo hacia el oriente.

Geológicamente, los campos del Distrito de la Faja de Oro quedan situados en la parte oriental de la mitad sur de la Cuenca de Tampico-Tuxpan.

ANTECEDENTES.—Las primeras actividades encaminadas a la búsqueda de petróleo en lo que llegó a ser la famosa Faja de Oro datan del año de 1882 a 1883 en que se organizó una compañía para perforar dos pozos en el Cerro Chapopotál, en la parte noreste de la hacienda de Cerro Viejo. Los pozos se perforaron hasta las profundidades de 115 y 195 metros respectivamente. El primero de ellos encontró aceite y hasta la fecha tiene aún un pequeño escurrimiento.

En 1902 otra compañía perforó, en el mismo Cerro Chapopotál, un pozo del que se obtuvo una pequeña producción a los 283 metros de profundidad, probablemente de fracturas en rocas ígneas.

Más tarde, en 1907, se iniciaron las perforaciones en la hacienda de San Diego de la Mar, tomando como base para situar los pozos, las numerosas manifestaciones superficiales de petróleo que existían en dicha hacienda, cerca de la laguna de Tamiahua, lugar donde se perforó el pozo San Diego No. 1 que resultó improductivo.

Al año siguiente, en mayo de 1908, se terminó el pozo San Diego No. 2 a la profundidad de 611.4 metros, resultando productor de aceite, con una producción estimada en 2500 barriles por día. Fué este pozo el descubridor no sólo del campo de San Diego, sino además el que marca el principio de una de las etapas más brillantes del desarrollo petrolero de México. Fué en este mismo año cuando se perforó el pozo San Diego No. 3 o Dos Bocas ya mencionado en páginas precedentes.

A partir del descubrimiento de petróleo en San Diego de la Mar se intensificaron los trabajos de perforación y con ello se descubrió una serie de campos que seguían un alineamiento definido, que son los que constituyen la porción a la que se dió el nombre de Faja de



Oro. Los diversos campos desarrollados recibieron el nombre de las haciendas o concesiones dentro de las cuales quedaban ubicados.

En los campos de la Faja de Oro, prácticamente cada pozo perforado sobre estructura arriba del nivel de agua salada resultó productor comercial de aceite, algunos de ellos de gran capacidad.

Las partes oriental y occidental de la Faja de Oro fueron desarrolladas a partir de 1910 y de 1921, respectivamente, y la Nueva Faja de Oro, que es la prolongación suroriental de la parte antigua, ha sido desarrollada a partir de 1952.

**IMPORTANCIA RELATIVA.**—Durante los años de mayor producción petrolera en México, de 1914 a 1921, la Faja de Oro, (en su parte antigua) fué la de mayor importancia, aportando aproximadamente 380,000 barriles de aceite por día. En la actualidad esta parte contribuye con sólo 25,000 barriles de aceite por día a la producción nacional. Las otras partes, oriente de la Faja de Oro, Poniente de la Faja de Oro y la Nueva Faja de Oro producen 3,000, 1,400 y 70,000 barriles de aceite por día, respectivamente.

**ROCAS PRODUCTORAS.**—La producción del Cretácico en el Distrito de la Faja de Oro proviene en su casi totalidad de la caliza El Abra, de origen arrecifal.

La porosidad de la caliza El Abra se debe a las cavidades de los moldes de moluscos, rudistas y pocos corales, y a fenómenos de disolución. Según puede apreciarse en los afloramientos, las oquedades en algunos de esos moldes tienen asfalto. En los pozos, esas cavidades contienen aceite y gas o asfalto. Algunos ejemplares de rocas extraídos de los pozos presentan cavidades que parecen ser perforaciones hechas por moluscos o por anélidos.

Una parte considerable de la caliza El Abra está formada por brechas conchíferas, —verdaderas coquinas—, en las que se tiene un alto grado de porosidad primaria.

La porosidad inducida en la forma de fisuras de falla, o de zonas fracturadas y desquebrajadas aumenta la porosidad en las calizas. Ahora bien, como éstas tienen por sí mismas una porosidad considerable, el efecto principal del fracturamiento es de aumentar la permeabilidad.

En relación, concretamente, con la antigua Faja de Oro, se deduce que la estructura arrecifal poseía una porosidad primaria que fué



disminuída posteriormente por procesos de compacción y cementación, así como por recristalizaciones de calcita que rellenaron en parte los espacios intergranulares y las cavidades de los fósiles; pero como la Faja de Oro estuvo sujeta a esfuerzos, tanto de tensión, como de compresión, es posible que haya sufrido un grado elevado de fracturamiento que permitió la circulación de aguas, las que, al actuar sobre las calizas, provocaron la formación de cavernas de disolución y no es difícil que al final del Cretácico superior la Faja de Oro hubiera ya tenido una topografía kárstica. Así pues, estos fenómenos dieron lugar a la formación de una porosidad secundaria muy efectiva que, aunada a la porosidad original de las rocas, ha tenido grande importancia en el desarrollo petrolero de la región.

*Oriente de la Faja de Oro.*—La porosidad en esta parte tiene causas semejantes a las de la misma Faja, con la diferencia de que es menor, quizá porque los factores de la porosidad secundaria actuaron en menor escala o con menos intensidad. Otra diferencia, notable en algunos lugares, es la existencia de dolomitización.

*Oeste de la Faja de Oro.*—En esta zona existen dos áreas, una con calizas densas y otra con calizas porosas que descansan sobre las densas. En el área donde se localizan las calizas densas no se ha encontrado propiamente porosidad y en caso de haberla tendría que ser secundaria y posiblemente por fracturamiento.

En el área donde sobre la facies densa se encuentran depósitos arrecifales existe porosidad tanto primaria como secundaria. Esto está mejor representado en el campo de Moralillo y en Poza Rica.

*Nueva Faja de Oro.*—En ésta la porosidad de las calizas es y tiene un origen similar a la de la antigua Faja de Oro.

La profundidad de las rocas productoras del Cretácico en el Distrito de la Faja de Oro varía como sigue:

En la parte antigua se encuentran entre los 350 y los 1200 metros de profundidad bajo el nivel del mar. (Las cifras extremas corresponden a Cerro Azul y a Cabo Rojo respectivamente).

Al oriente de la Faja de Oro las rocas productoras se alcanzan a profundidades que varían de los 635 a los 1050 metros bajo el nivel del mar.

En los campos situados al poniente de la Faja de Oro, se encuentran entre los 1400 y 1428 metros b.n.m., y en la Nueva Faja de Oro quedan entre los 850 y 2340 metros b.n.m.

#### CAMPOS DEL DISTRITO FAJA DE ORO

De acuerdo con lo asentado en la página 423, los campos petroleros de este distrito han sido agrupados en 4 áreas, cada una de las cuales comprende un cierto número de campos, según se indica a continuación:

| AREA                           | Núm. de Campos<br>que comprende |
|--------------------------------|---------------------------------|
| A) Faja de Oro (Parte Antigua) | 23                              |
| B) Oriente de la Faja de Oro   | 12                              |
| C) Poniente de la Faja de Oro  | 6                               |
| D) Nueva Faja de Oro           | 17                              |

Al describir cada una de estas áreas se hará mención de los campos que de ella forman parte.

#### A) *Porción Antigua*

*Localización.*—La parte antigua de la Faja de Oro, que queda situada en la planicie costera del Golfo de México al sur de Tampico, Tamps., desde San Diego de la Mar, en el borde occidental de Laguna de Tamiahua, hasta San Isidro, unos 24 Km. al suroeste de Tuxpan, Ver., forma aproximadamente la mitad norte del gran arco cóncavo hacia el oriente, descrito al principio de este capítulo.

*Estructura.*—La Faja de Oro la forma una estructura de origen orgánico, asimétrica, cuyo flanco occidental es el más pronunciado. (\*) Su rasgo estructural principal debe haberse formado poco después de finalizado el Cretácico medio (Cenomaniano), según lo atestigua el traslape de una facies del Cretácico Superior (formación Méndez) sobre la caliza de El Abra.

Los diversos sectores de que se compone la Faja están separados entre sí por depresiones, —especie de sillars o de sinclinales atravesadas—

\* Esto puede hacerse extensivo también a la Nueva Faja de Oro.

dos— (posiblemente de origen kárstico), aun cuando esto no está del todo definido.

De Amatlán Sur hacia el norte, en el extremo de la Faja que se orienta hacia el noreste, los diferentes sectores están constituídos por crecimientos orgánicos con una pendiente bastante uniforme hacia el Golfo de México. En Cerro Azul y de Tierra Blanca hacia el sur hacia Alamo, sobre la cresta de la Faja hay dos series de altos paralelos entre sí. Sobre el flanco poniente existe un grupo crestal secundario que desaparece al sureste de Alamo.

El principal arqueamiento de la Faja de Oro se presenta en la cresta de Cerro Azul.

*Estratigrafía.*—A lo largo de la Faja de Oro están expuestos en la superficie sedimentos de las formaciones Mesón, Alazán y Palma Real, del Oligoceno y parte de la formación Chapopote del Eoceno, así como tapones y diques basálticos.

En el subsuelo, las rocas importantes son las calizas de El Abra, cuya edad se discutió en el resumen estratigráfico. La formación Agua Nueva está ausente sobre la Faja y la Méndez traslapa sobre la Caliza El Abra. Las formaciones Agua Nueva y San Felipe se encuentran en los pozos al oriente y al poniente de la Faja.

En el extremo norte de la Faja de Oro, en San Gerónimo y Dos Bocas, los sedimentos del Cretácico superior son extremadamente delgados o faltan por completo, en cuyo caso las calizas El Abra están cubiertas discordantemente por capas del Eoceno y del Oligoceno.

El espesor total de la caliza El Abra en la Faja de Oro se desconoce, ya que en ninguna de las perforaciones se le ha atravesado. Los espesores más grandes conocidos son los siguientes:

| Pozo                | Espesor   |
|---------------------|-----------|
| Jardín No. 35       | 2537 mts. |
| Arroyo Grande No. 1 | 1323 „    |
| Naranjos No. 110    | 960 „     |
| Alazán No. 110      | 707 „     |

*Rocas Ígneas.*—Las intrusiones basálticas son comunes en los campos de la Faja de Oro. En la ex-hacienda de San Diego de la Mar se encuentra un prominente grupo de diques alineados de noreste a

suroeste, orientación que es paralela al extremo norte de la Faja de Oro. En asociación con estas intrusiones se localiza una serie de chapopoterías.

Al poniente de Tepetate se localiza otro grupo de diques paralelos también a la Faja; en el flanco oriental de la Faja de Oro, al oriente de Chinampa, hay un dique, y uno más, de orientación irregular, largo, cruza casi transversalmente de la Faja de Oro en Cerro Azul.

Algunos taponos intrusivos, —antiguos cuellos volcánicos ahora erosionados—, se presentan en varias partes, siendo más notables de Cerro Azul a Cerro Viejo.

Cerca del extremo sur de la antigua Faja de Oro la única intrusión conocida es el Cerro Chapopote, en la parte sur del campo de Tierra Blanca.

### *Campos de la Antigua Faja de Oro*

Los 23 campos considerados dentro de la porción antigua de la Faja de Oro reciben los nombres de las haciendas o de las concesiones dentro de las cuales se encuentran. Son ellos, en el orden cronológico de su descubrimiento (véase tabla No. 6) los siguientes:

San Diego; Juan Casiano (Chinampa); Potrero del Llano; Alazán (antigua área); Alamo; Naranjos; Tepetate; Cerro Azul; Juan Felipe; Chiconcillo-San Miguel; Chinampa Sur; Amatlán Sur; Zacamixtle; Tierra Blanca; San Gerónimo; Cerro Viejo; Toteco; Chapopote Núñez; Paso Real; San Isidro; Jardín; Alazán (área nueva), y Cabo Rojo.

La importancia relativa de estos campos puede deducirse de la tabla No. 6 en la que se presenta un cuadro comparativo de la producción acumulativa de cada uno de ellos.

A la fecha, la producción más cuantiosa dentro de la parte antigua de la Faja de Oro corresponde al área de Toteco-Cerro Azul-Juan Felipe que en el año de 1955 produjo 1.797,744 barriles de aceite.

A continuación se describirán brevemente dos de los campos de la Faja de Oro.

### *Campo de Cerro Viejo*

*Localización.*—Está situado en terrenos de la ex-hacienda de Cerro Viejo, en el Estado de Veracruz, a 32 kilómetros al WNW de la Ciudad

de Tuxpan, Ver., sobre la margen derecha del río Buenavista, afluente del río Tuxpan.

*Antecedentes.*—Las primeras perforaciones se hicieron en 1883, en el Cerro Chapopotal, cerca de unas chapopoterías. Estos pozos tuvieron 115 y 195 metros de profundidad, sin obtener producción.

En 1902 se perforó, en el mismo Cerro Chapopotal otro pozo que resultó un pequeño productor a 283 metros de profundidad.

El verdadero pozo descubridor del campo se terminó en 1921, con una producción inicial entre 8000 y 10000 barriles de aceite diarios. Este pozo quedó localizado cerca de los primeros pozos del Cerro Chapopotal.

*Columna estratigráfica.*—La formación expuesta a lo largo de la cresta de la Faja de Oro en esta parte es la Chapopote del Eoceno. En las perforaciones se han identificado además, las siguientes:

|           |   |            |
|-----------|---|------------|
| EOCENO    | { | Chapopote  |
|           |   | Guayabal   |
|           |   | Aragón     |
|           |   | Velasco    |
| CRETÁCICO | { | San Felipe |
|           |   | El Abra    |

El ancho de la estructura arrecifal a la profundidad de 700 metros, fluctúa entre 1800 y 2300 metros. En el flanco occidental hay dos cuerpos ígneos.

*Pozos perforados. Producción.*—El total de pozos perforados en este campo hasta fines de 1955 llega a 69, de los cuales unos 32 han resultado productores.

La producción acumulativa del campo hasta fines de 1955 alcanza la cifra de 20.046,204 barriles.

El promedio por pozo es de prácticamente 600,000 barriles de aceite.

### *Campo de Alamo-San Isidro*

*Localización.*—Comprende parte de las ex-haciendas de Alamo, Jardín, Paso Real y San Isidro.



Queda situado, en promedio a 26 Km. al suroeste de la Ciudad de Tuxpan, Ver.

*Antecedentes.*—El pozo descubridor fué el pozo Alamo No. 1, terminado en mayo de 1913 a la profundidad de 630 metros bajo el nivel del mar, con una producción inicial estimada en 1000 barriles de aceite por día. El pozo Alamo No. 2, el mayor del campo, se terminó en octubre del mismo año con 20,000 barriles de aceite diarios. Su producción total hasta fines de 1934 fué de 27.857,935 barriles.

En Paso Real se comenzó a perforar en 1927 y en Jardín en 1934.

*Estratigrafía.*—La columna geológica de la región es la siguiente:

|           |            | Espesores:     |
|-----------|------------|----------------|
| OLIGOCENO | Mesón      | 0 a 300 metros |
|           | Palma Real | 0 a 700 „      |
| EOCENO    | Chapopote  | 50 a 300 „     |
|           | Guayabal   | 0 a 200 „      |
|           | Aragón     | 0 a 95 „       |
|           | Velasco    | 0 a 30 „       |
| CRETÁCICO | Méndez     | 0 a 2 „        |
|           | San Felipe | 3 a 15 „       |

La formación Palma Real aparece en la parte central de Alamo y la formación Mesón aflora en el Sur de Paso Real. La formación Aragón se adelgaza en la parte central de Jardín y la formación Guayabal en la parte norte de San Isidro.

En Alamo y San Isidro fué frecuente encontrar un conglomerado o brecha cuya matriz es la caliza San Felipe, con pedazos de caliza El Abra. Este conglomerado se encuentra a lo largo de toda la Faja de Oro en su flanco E y en la cresta solamente en Alamo-San Isidro y a veces en Tierra Blanca.

El pozo Jardín No. 35, que por algún tiempo fué el pozo más profundo del mundo (3,227 m. de profundidad total), se perforó en la cresta de la estructura. A las 690 m. encontré la caliza El Abra y desde esta profundidad hasta su terminación siguió dentro de ese tipo de

caliza con una sección totalmente pareja sin cambios apreciables en sus características. El pozo resultó improductivo.

*Pozos perforados. Producción.*—El número total de pozos perforados en el área considerada es de 184, de los cuales sólo 86 resultaron productores.

La producción acumulativa hasta fines de 1955 alcanza la cifra de 1,127.963,340 barriles.

### B) *Oriente de la Faja de Oro*

*Localización.*—Como su nombre lo indica, los campos de esta parte se localizan al oriente de la Faja de Oro en su parte antigua. Quedan también, sobre la planicie costera del Golfo de México, en territorio del Estado de Veracruz.

Sus condiciones estructurales y estratigráficas son en gran parte similares a las de la porción llamada Faja de Oro, con la salvedad de que la cima de la caliza productora (El Abra), yace a mayor profundidad (de 635 a 1050 metros b.n.m.).

Dentro de esta porción quedan comprendidos los campos siguientes: (citados en el orden cronológico de su descubrimiento).

Tanhuijo; Tierra Amarilla; San Marcos; San Sebastián; Molino; Cincuenta; Tamiahua; Solís Occidental; Solís Oriental; Temapache; Tepetzintlilla y Temapache Norte.

En general se trata de campos y pozos de producción más bien baja, particularmente si se les compara con los de la Faja de Oro.

La producción acumulativa de los campos al Oriente de la Faja de Oro alcanzaba, a fines de 1955, la cifra de 5.454,901 barriles de aceite.

### C) *Occidente de la Faja de Oro*

*Localización.*—Su situación está implícita en el nombre que lleva.

Sus características estratigráficas y estructurales se comprenderán con la descripción de uno de sus campos que se presentará algunas líneas más adelante.

Los campos ubicados dentro de lo que se denomina occidente de la Faja de Oro, son los siguientes:

(citados en el orden cronológico de su descubrimiento).

Comales-Jardín; Soledad; Tlacolula; Moralillo; Tancoco y Tamatoco.

### *Campo de Moralillo*

*Localización.*—Se encuentra en el Municipio de Tepetzintla, en la parte norte del Estado de Veracruz, como a 115 kilómetros al sur de Tampico, Tamps. y a 9 kilómetros al oeste del campo de Cerro Azul.

*Antecedentes.*—Las primeras perforaciones en Moralillo se hicieron de 1920 a 1922, tomando como base para situarlas, las chapopoterías del Cerro de Moralillo. En general, éstas fueron perforaciones poco profundas. El pozo más profundo fué el Moralillo 1-A, que llegó a los 1174 metros hasta penetrar en la formación Chicontepec medio. El pozo resultó productor en un manto ígneo fracturado que se encuentra dentro de la formación Chicontepec.

Posteriormente, en 1946 la región fué estudiada por trabajos de geología superficial con apoyo en los cuales se localizaron otros pozos cuyo objetivo lo constituían las formaciones del Cretácico.

El pozo descubridor de producción en el Cretácico fué el Moralillo No. 6, que se terminó en marzo de 1948. Alcanzó una profundidad total de 1618 metros y resultó productor de aceite en el Cretácico medio, con 700 barriles por día a través de un estrangulador de 8 milímetros.

*Estructura.*—El área productiva de Moralillo, que adopta una forma burdamente dómica irregular, debe su origen fundamentalmente al desarrollo de un arrecife, siendo la cima de la caliza productora una expresión topográfica posiblemente modificada por erosión posterior. En lo que se conoce, puede suponerse un cierre aproximado de 75 metros.

Siendo un arrecife, resulta ser, después de Poza Rica, el primero con producción de aceite en la Cuenca de Tampico-Tuxpan, fuera de la Faja de Oro.

*Geología.*—En la parte norte del campo aflora la formación Palma Real superior, del Oligoceno y hacia el oriente se presenta la formación Chapopote del Eoceno superior. La parte sur está cubierta por depósitos recientes, antiguas terrazas y bancos de grava formados

por el río Buenavista que atraviesa la zona en estudio. Los cantos rodados son principalmente de basalto y andesita ya que todos los afluentes de ese río nacen en la Sierra de Tantima, de origen ígneo. Casi en el centro del campo está el cuello basáltico del Cerro de Moralillo.

La mayoría de los pozos del campo han atravesado casi toda la secuencia estratigráfica de la Cuenca de Tampico-Tuxpan hasta llegar a la cima del Cretácico Medio, que es el nivel productor, faltando solamente las formaciones Tuxpan y Mesón superior que son las más jóvenes.

En resumen, la secuencia estratigráfica cortada por los pozos de Moralillo es la siguiente:

|           |   |                      |
|-----------|---|----------------------|
| OLIGOCENO | { | Palma Real Superior  |
|           |   | Palma Real Inferior  |
|           |   | Horcones             |
| EOCENO    | { | Chapopote            |
|           |   | Guayabal             |
|           |   | Aragón               |
|           |   | Chicontepec Superior |
|           |   | Chicontepec Medio    |
| CRETÁCICO | { | Chicontepec Inferior |
|           |   | Méndez               |
|           |   | San Felipe           |
|           |   | Agua Nueva           |
|           |   | Abra                 |

El espesor de estos sedimentos es muy variable debido en parte a causas originales y también posiblemente a efectos tectónicos.

*Rocas Ígneas.*—Además del cuello basáltico del Cerro de Moralillo que aflora en el campo, en los pozos con frecuencia se atraviesan mantos o diques inclinados de rocas ígneas. Dentro de éstas se han identificado dos tipos principales: uno de rocas oscuras, posiblemente apófisis del Cerro de Moralillo, que están constituídas por basaltos. El otro tipo son rocas claras, de grano muy fino, clasificadas como aptitas. Esta presenta con frecuencia aspecto vesicular, con sus cavidades llenas de aceite.

Ambas rocas han producido pirometamorfismo entre las sedimentarias dentro de las cuales se encuentran, habiendo ocasionado en muchos casos un fracturamiento intenso que forma trampas excelentes para la acumulación de hidrocarburos.

*Rocas Productoras. Producción.*—La mayor parte de la producción se obtiene de la caliza Tamabra del Cretácico. Poco se conoce acerca del espesor de la capa de producción porque los pozos fueron terminados por regla general en la cima a 1 ó 2 metros dentro de la caliza, para prevenir la pronta invasión de agua salada.

Entre los pozos productores más altos y los más bajos existe una diferencia estructural de unos 30 metros, que teóricamente debía ser el espesor de la zona productiva. Sin embargo, los pozos han demostrado que el nivel agua-aceite no es un plano horizontal, sino una superficie muy irregular.

El total de pozos perforados en Moralillo es de 41, de los cuales 25 resultaron productores.

La producción acumulativa del campo desde el descubrimiento to producción cretácica (marzo de 1948), es de 8,142,097 barriles de aceite.

### 3.—NUEVA FAJA DE ORO

*Localización.*—Se encuentra al sureste de la Faja de Oro, como una prolongación de ésta en esa dirección, que se extiende desde Las Cañas, a 24 Km. al suroeste de Tuxpan, Ver., hasta Ignacio Allende, unos 6 Km al sureste de Tecolutla, Ver. Tiene un desarrollo de unos 85 kilómetros.

*Antecedentes.*—La nueva Faja de Oro fué descubierta en 1952 al encontrar producción de aceite en el área de Tenixtepec, donde se perforaron los pozos que dieron lugar también al descubrimiento del campo Ezequiel Ordóñez. El pozo descubridor fué el Ezequiel Ordóñez No. 1.

En consecuencia, al describir este campo se darán a conocer mayores detalles en relación con los trabajos que dieron lugar a tan importante hallazgo.

*Estructura y estratigrafía.*—Los campos de la Nueva Faja de Oro producen de la caliza El Abra del Albiano-Cenomaniano. En el extremo noreste la cima de dicha caliza se encuentra a 800 metros bajo



el nivel del mar, pero se hunde gradualmente hacia el sureste hasta llegar a encontrarse a 2350 metros bajo el nivel del mar en el campo Ignacio Allende, en el extremo suroriental.

Al igual que la parte antigua de la Faja de Oro, su flanco occidental tiene una pendiente de  $15^\circ$  a  $45^\circ$ , que es mayor que la del lado oriental.

A lo largo del eje y coincidiendo con culminaciones en la caliza se alinean, de noroeste a sureste, los campos de Las Cañas, Horcón, Xacotla, Ocotepec, Chichimantla, Mesa Cerrada, Acuatempa, Mozutla, Santa Agueda, Ezequiel Ordóñez, Galeana, Boca de Lima, Gutiérrez Zamora, Vicente Guerrero, Miguel Hidalgo, Tecolutla y Allende. Estos campos están separados estructuralmente por depresiones que en ciertos casos tal vez puedan corresponder a antiguos canales a través de la barrera arrecifal que comunicaban el océano con la laguna situada detrás del arrecife. La zona de producción está tan bien definida que las desviaciones de unos cuantos cientos de metros significan un fracaso.

El espesor del arrecife en esta parte tampoco es conocido. El pozo Arroyo Grande No. 1, situado en la parte sureste de la Nueva Faja de Oro cortó 1323 metros de arrecife sin lograr atravesarlo, pero las secciones sismológicas señalan la posibilidad de que el espesor del arrecife (o serie de arrecifes) sobrepase los 2000 metros.

La nueva Faja de Oro está cubierta en gran parte por materiales de edad Reciente, pero también afloran en su superficie las formaciones Mesón y Tuxpán del Oligoceno y del Mioceno, respectivamente. En las perforaciones se ha encontrado la siguiente secuencia:

|           |                        |
|-----------|------------------------|
| MIOCENO   | Tuxpan                 |
| OLIGOCENO | { Escolín              |
|           | { Coatzintla           |
|           | { Palma Real Superior  |
|           | { Palma Real Inferior  |
| EOCENO    | { Tantoyuca            |
|           | { Chicontepec Medio    |
|           | { Chicontepec Inferior |
| CRETACICO | { San Felipe           |
|           | { El Abra              |

Como se ve, la secuencia estratigráfica no es completa puesto que faltan algunas formaciones del Terciario y del Cretácico superior. Además, es común pasar directamente de la formación Tantoyuca a las calizas de El Abra.

*Rocas Productoras. Producción.*—Lo son las calizas El Abra del Albiano-Cenomaniano, las que, por su carácter arrecifal son muy porosas y permeables, características que han recibido el incremento resultante de otros factores favorables a su desarrollo.

La acumulación de aceite en la caliza El Abra se ha encontrado invariablemente en la cima del arrecife o en altos erosionales aislados y sellados por las formaciones del Cretácico Superior y del Terciario y presenta diferentes niveles de agua-aceite regidos al parecer por cierres locales.

Los hidrocarburos se encuentran bajo presión hidrostática normal y se ha probado que el empuje del aceite es primordialmente hidráulico, lo que permite un alto índice de recuperación.

La producción de la Nueva Faja de Oro desde su descubrimiento en 1952 hasta diciembre de 1955 alcanza la cifra de 59,936,334 barriles de aceite.

La producción por año ha sido la siguiente:

| Año         | PRODUCCION |
|-------------|------------|
| 1952        | 596,367    |
| 1953        | 7,913,619  |
| 1954        | 21,925,292 |
| 1955        | 29,501,056 |
| <hr/>       |            |
| T o t a l : | 59,936,334 |

### *Campo Ezequiel Ordóñez*

*Localización.*—Está situado en terrenos del Municipio de Papan-tla, Ver., a 20 Km. al oriente de Poza Rica y a 12 Km. al noroeste de la Ciudad de Papan-tla, Ver.

*Descubrimiento.*—Lo que en estas líneas se diga en relación con el descubrimiento del campo corresponde a lo que podría decirse al referirse al descubrimiento de la Nueva Faja de Oro.

El campo Ezequiel Ordóñez está situado a 50 kilómetros al sureste de los últimos pozos productivos de Alamo y Jardín, que pertenecen a la antigua Faja de Oro. Su descubrimiento, que puede en último término atribuirse a la exploración por el método sismológico de reflexión, tiene sus antecedentes en los trabajos de sismología de reflexión iniciados en 1940 en el área de Horcón, con base en los cuales se perforó en 1941 el pozo Horcón No. 1 que llegó a la caliza El Abra y produjo agua salada con indicaciones de aceite. Un segundo pozo perforado al año siguiente, resultó improductivo también.

Simultáneamente a la perforación de estos pozos se desarrollaron, entre los años de 1941 y 1946, trabajos gravimétricos de reconocimiento con objeto de seleccionar las áreas que más tarde habrían de ser estudiadas por métodos más precisos. Con estos trabajos se localizó al oriente de Poza Rica un máximo gravimétrico sobrepuesto a las anomalías de carácter regional, que culminaba en los terrenos de Tenixtepec, de Arroyo Grande de Boca de Lima y de El Cedro. La proximidad de esta anomalía a Poza Rica fué suficiente incentivo para justificar un primer estudio sismológico que se inició en 1948.

De acuerdo con la información sismológica obtenida en esta ocasión, las anomalías del Cedro y de Arroyo Grande de Boca de Lima no tomaron el carácter de estructuras individuales, sino que se esbozó un plegamiento en forma de nariz estructural, que se hundía rápidamente hacia el sureste. El plegamiento no se manifestó en la forma típica de un arrecife, el cual, por la orientación de su eje, alineado a través de un salto de 50 kilómetros con el extremo productor en Alamo, sugería la posibilidad de que se tuviese una extensión hacia el sureste del arrecife de la Faja de Oro.

Por otra parte, los contornos sismológicos obtenidos correspondían a una zona de reflejos predominantes situada a cerca de 2000 metros bajo el nivel del mar. Esta circunstancia y la forma de nariz semejante a la de Poza Rica decidieron, tal vez de preferencia sobre la consideración de una extensión de la Faja de Oro, la perforación de un primer pozo exploratorio que se llamó Arroyo Grande No. 1.

El pozo encontró calizas cretácicas típicamente arrecifales a la profundidad de 1862 m. bajo el nivel del mar, con ligeros indicios de aceite y fuerte contenido de agua salada. Fueron los resultados de este pozo los que revelaron por primera vez que la nariz sismológica podía corresponder a una extensión de la Faja de Oro o a un arreci-

fe semejante y por lo tanto, se hizo necesaria la perforación de un pozo estructuralmente más alto. Para el objeto se localizó y perforó el pozo Arroyo Grande No. 2, que encontró, en efecto, 238 metros más alta la caliza, pero también con agua salada.

El trabajo sismológico se consideró suficientemente seguro para descartar la posibilidad de que el eje principal del arrecife no estuviera bien localizado y, en consecuencia, se supuso que sólo en el caso de encontrar una culminación con cierre comprobado habría la posibilidad de localizar una acumulación comercial de hidrocarburos. Con esta idea, en 1952 se destinaron dos brigadas sismológicas para efectuar un trabajo de detalle sobre el eje de la estructura y de liga con los pozos Presidente Alemán y Escolín de la región de Poza Rica. De esta manera se descubrió un alto en Poza Verde con cierre definido y estructuralmente más alto que los pozos de Arroyo Grande.

El pozo Poza Verde No. 1 que se perforó para probar ese alto encontró por tercera vez agua salada a 1,516 metros bajo el nivel del mar.

Un análisis posterior de las secciones sismológicas regionales entre Presidente Alemán y Poza Verde indicó que la posición del flanco poniente del arrecife quedaba comprobada por varias secciones con excepción de una sola sobre Tenixtepec, la que indicaba la posibilidad de que existiera una parte alta hacia el suroeste del Pozo Poza Verde No. 1. Con tan pocos argumentos, ya que se trataba del caso de tres secciones sismológicas contra una sola, se trazó un alto desalojado al poniente del eje principal y a mayor elevación estructural.

El poco éxito de los tres pozos perforados y la inseguridad de la interpretación sismológica eran una razón de peso en contra de una localización en Tenixtepec, pero la circunstancia de que el pozo Poza Verde No. 1 encontró fuertes presiones de fondo, decidió la perforación del Pozo Tenixtepec No. 1, al que posteriormente se le puso el nombre de Ezequiel Ordóñez No. 1, en memoria de tan distinguido geólogo mexicano.

*Este pozo fué el descubridor del Campo Ezequiel Ordóñez y encontró la cima de la estructura a 1400 metros bajo el nivel del mar con un alto contenido de gas. Los pozos que le han seguido resultaron magníficos productores de aceite y han comprobado que se trata de un yacimiento semejante a los de la Faja de Oro, de la cual se le considera como una prolongación.*



*Geología.*—El área donde se encuentra el Campo Ezequiel Ordóñez está cubierta por material reciente y por la formación Tuxpan del Mioceno, que no aporta datos estructurales en la superficie.

En los pozos perforados se han atravesado sedimentos que pertenecen a las siguientes formaciones:

|           |                                                               |
|-----------|---------------------------------------------------------------|
| MIOCENO   | { Tuxpan                                                      |
| OLIGOCENO | { Escolín<br>Coatzintla<br>Palma Real Sup.<br>Palma Real Inf. |

#### ZONA DE DISCORDANCIA

|           |                                         |
|-----------|-----------------------------------------|
| EOCENO    | { Chicontepec medio<br>Chicontepec Inf. |
| CRETACICO | { Brechas Cretácico Sup.<br>Abra        |

*Rocas Productoras.*—Las rocas productoras en este campo lo son, al igual que en la Faja de Oro, las calizas arrecifales de la formación cretácica El Abra, cuyas características ya han sido citadas en páginas anteriores.

*Producción. Pozos Perforados.*—La producción de aceite de este campo, desde la fecha de su descubrimiento hasta fines de 1955, es la siguiente:

| Año                  | PRODUCCION     |            |
|----------------------|----------------|------------|
|                      | Metros Cúbicos | Barriles   |
| 1952                 | 75,844         | 497,058    |
| 1953                 | 1,046,770      | 6,584,183  |
| 1954                 | 1,503,421      | 9,456,518  |
| 1955                 | 1,227,398      | 7,720,333  |
| Produc. Acumulativa: | 3,853,433      | 24,258,092 |



La productividad inicial media de los pozos Ezequiel Ordóñez es de 5000 barriles de aceite por día a través de un estrangulador de 20 milímetros.

El total de pozos perforados hasta diciembre de 1955 llega a 29.

Tras el descubrimiento del campo E. Ordóñez, se han encontrado 16 campos más hasta hacer a la fecha, (junio de 1956) un total de 17 campos. (Véase Tabla No. 5).

#### 4.—DISTRITO DE POZA RICA

Es este en la actualidad el Distrito Petrolero de mayor importancia en el país, dentro del cual se cuenta con un conjunto de campos petroleros, el más notable de los cuales es precisamente el campo de Poza Rica, que será el único del cual se hará una descripción un tanto detallada.

*Localización del Distrito.*—Se encuentra sobre la planicie costera del Golfo, aproximadamente en la parte central de la mitad norte del Estado de Veracruz. Adopta burdamente la forma de un triángulo rectángulo cuya hipotenusa fuera sensiblemente paralela a la Nueva Faja de Oro. El centro de este triángulo quedaría a unos 5 Km. al poniente de la Ciudad de Papantla, Ver.

Dentro de la figura así delimitada, que cubre una superficie aproximada de 750 Km.<sup>2</sup>, están ubicados los hasta la fecha 15 campos petroleros del Distrito.

Quedan dentro de la Cuenca de Tampico-Tuxpan y están situados, geológicamente, sobre la Plataforma paleogeográfica de Tamaulipas.

El Distrito en cuestión dista unos 50 kilómetros de los plegamientos del frente de la Sierra Madre Oriental, que se encuentran al poniente.

*Generalidades.*—Si se excluye el campo de Furbero, conocido desde principios de siglo, el descubrimiento del Distrito está estrechamente ligada al descubrimiento del campo de Poza Rica, de lo que se hablará más adelante.

El total de pozos perforados en el Distrito hasta fines de 1955 es de 309, de los cuales 193 han sido terminados como productores o inyectoros de agua o de gas al yacimiento.

*Geología.*—Las rocas expuestas superficialmente en el Distrito de Poza Rica son en su mayor parte sedimentos del Oligoceno (las

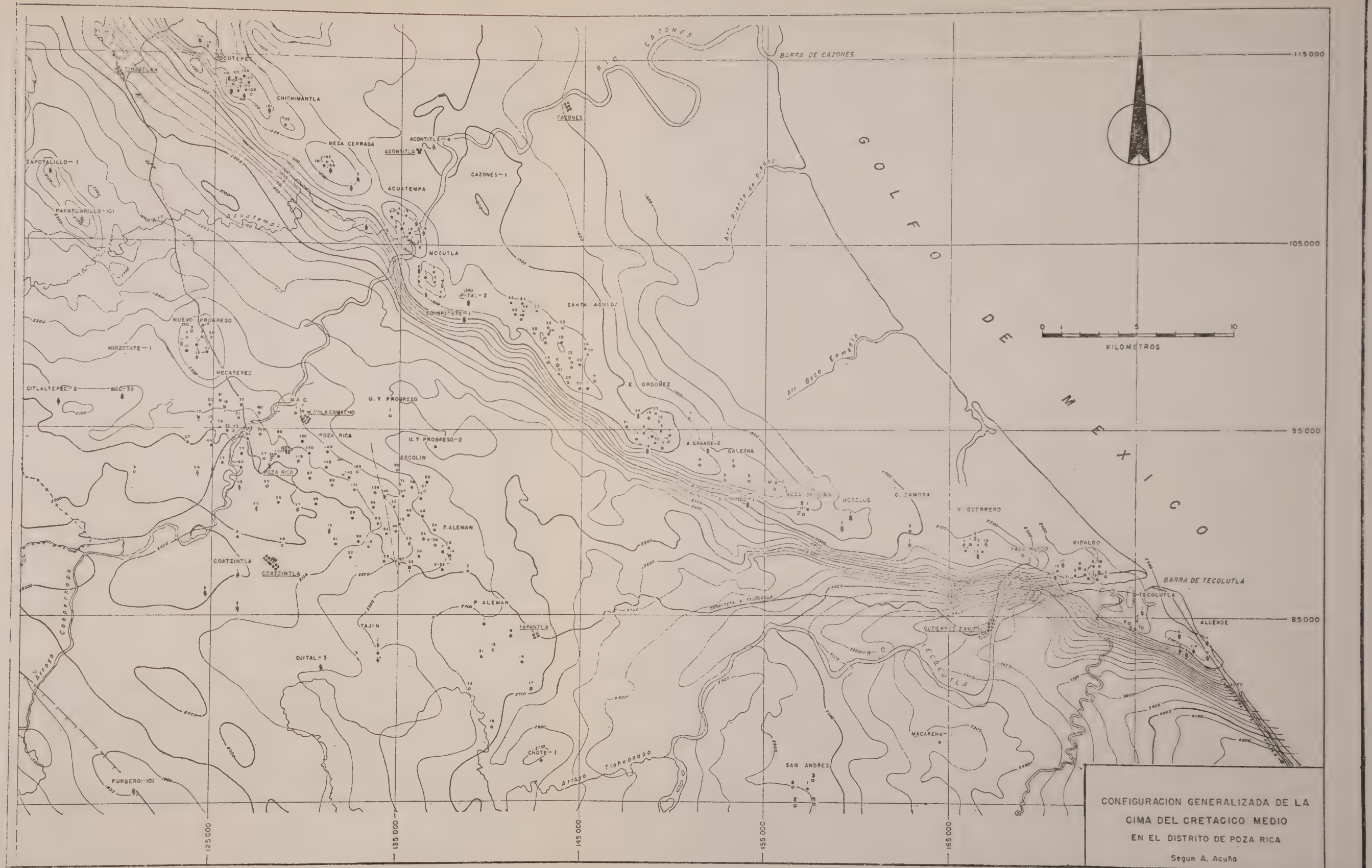


Figura No. 15.



formaciones Coatzintla, Alazán y Palma Real), aunque también hay pequeñas porciones cubiertas por rocas miocénicas (formación Tuxpan) y por derrames basálticos, como ocurre en la parte occidental del campo de Poza Rica.

A partir de la formación que aflora, las perforaciones del Distrito atraviesan completa la serie de formaciones del Terciario de la Cuenca de Tampico-Tuxpan, así como las formaciones Méndez, San Felipe y Agua Nueva del Cretácico Superior antes de alcanzar las calizas Tamabra del Albiano-Cenomaniano, que son las principales productoras del Distrito. Se dice que son las principales, porque también se tiene producción de menor cuantía en el Terciario, punto que será tratado más adelante. (Figura No. 15).

Bajo la caliza Tamabra se encuentra la formación Tamaulipas (Cretácico Inferior), debajo de la cual yacen, a su vez, las formaciones bituminosas del Jurásico Superior.

Los campos del Distrito de Poza Rica están asociados con estructuras anticlinales de orientación noroeste-sureste, paralela a los pliegues de la Sierra Madre Oriental.

La producción petrolera del Distrito de Poza Rica es más alta que la de cualquiera de los otros distritos productores de petróleo en México. Su producción anual para 1955 fué de 36,377,678 barriles. La producción acumulativa hasta fines del mismo año llega a . . . . 634,793,681 barriles de petróleo.

Los 15 campos que forman parte del Distrito de Poza Rica son los siguientes (citados en el orden cronológico de su descubrimiento). Furbero, Mecatepec (producción terciaria), Poza Rica, Mecatepec (producción cretácica), Escolín, Presidente Alemán, Coatzintla, M. Avila Camacho, Unión y Progreso, Tajín, Chote, Macarena y Mecatepec Norte.

### *Campo de Poza Rica*

Este ha sido y es uno de los más importantes campos petroleros de México. Aunque nunca tuvo la espectacularidad de los campos de la Faja de Oro o de los de Pánuco, su gran producción y sus reservas lo colocan entre los más notables descubrimientos mundiales en los últimos 25 años.

Toma su nombre de la hacienda dentro de la cual se encuentra la mayor parte de él.



*Localización.*—El campo de Poza Rica está situado sobre la planicie costera del Golfo de México, en territorio del Edo. de Veracruz, a 160 kilómetros al noreste de la Ciudad de México, estando comunicado con ambas ciudades por carretera. A través del campo pasa el río Cazones que vierte sus aguas en el Golfo de México.

*Descubrimiento.*—La estructura correspondiente al campo de Poza Rica fué descubierta por el método gravimétrico.

Sobre un área que había sido previamente reconocida por el método geológico, se efectuó en 1923 un levantamiento con la balanza de torsión de Eötvös, que señaló la existencia de un máximo bien marcado. Un trabajo geológico superficial más detallado realizado posteriormente reveló la presencia de una gran nariz que buza hacia el sureste, con pliegues menores sobre su flanco oriental. Finalmente, la perforación del pozo Poza Rica No. 2, el descubridor del campo, que se terminó en mayo de 1930, confirmó que se tenía una trampa almacenadora de aceite, en la caliza Tamabra del Albiano-Cenomaniano a los 2047 metros bajo el nivel del mar.

El pozo No. 2 se perforó sobre el casquete de gas y en 1933 se cerró debido a la alta relación gas-aceite.

Es de interés notar que en 1923, 7 años antes de que se perforara el pozo descubridor, la compañía entonces propietaria de los terrenos de Poza Rica perforó los pozos Mecatepec Nos. 2 y 3 hasta los 655 y 685 metros bajo el nivel del mar, respectivamente, dentro de la formación Tantoyuca del Eoceno superior, sin encontrar producción alguna. ¡Si entonces se hubiesen sospechado las posibilidades productivas de las calizas cretácicas que se encontraban a mayor profundidad que la alcanzada por los pozos, el campo de Poza Rica se hubiera descubierto unos 7 años antes!

En 1930 se hizo otro levantamiento gravimétrico que marcó un máximo de interés que fué más tarde cubierto con trabajo sismológico. Con esta nueva información se localizó y perforó el pozo Poza Rica No. 3 que se terminó en junio de 1932 como productor de aceite, seguido en noviembre de 1933 por el pozo No. 5, que resultó ser el tercer pozo productor en este campo.

La producción del campo de Poza Rica está concentrada en el flanco oriental de la estructura, en atención a que sobre este flanco es mayor el desarrollo de factores como son la porosidad y la permeabi-



lidad mismos que resultan insignificantes sobre el flanco opuesto. Juzgando el caso desde este punto de vista puede decirse que la acumulación de hidrocarburos está relacionada con una trampa estratigráfica, situada sobre un monoclinal.

El área productora actual tiene aproximadamente 18 kilómetros de largo por 5 kilómetros de ancho.

*Geología.*—Hacia la parte oriental del campo afloran arcillas suaves y areniscas, ocasionalmente con algunas lentes de caliza arrecifal, materiales que pertenecen a la formación Coatzintla del Oligoceno Superior. En la parte occidental se encuentra un derrame basáltico que forma una meseta (mesa de Mecatepec). En el subsuelo se presenta prácticamente la secuencia estratigráfica que se conoce en la Cuenca de Tampico-Tuxpan. A manera de ejemplo se presentarán las columnas estratigráficas de los pozos Poza Rica Nos. 95 y 87, perforadas en 1951 y 1948 respectivamente.

## POZA RICA No. 95

|           | Formación       | Profundidad en metros. |
|-----------|-----------------|------------------------|
| OLIGOCENO | Coatzintla      | Aflora                 |
|           | Palma Real Sup. | 345                    |
|           | Palma Real Inf. | 505                    |
|           | Horcones        | 780                    |
| EOCENO    | Chapopote       | 1225                   |
|           | Guayabal        | 1430                   |
|           | Chicontepec     | 1595                   |
| CRETACICO | Méndez          | 1970                   |
|           | San Felipe      | 2115                   |
|           | Tamabra         | 2151                   |
|           | Prof. Total.    | 2429                   |

## POZA RICA No. 87

|           | Formación      | Profundidad en metros. |
|-----------|----------------|------------------------|
| EOCENO    | { Chicontepec  | Cima a 1800            |
| CRETACICO | { Méndez       | 2015                   |
|           | { San Felipe   | 2080                   |
|           | { Agua Nueva   | 2135                   |
|           | { Tamabra      | 2155                   |
|           | { Tamaulipas   | 2360                   |
| JURASICO  | { Pimienta     | 2525                   |
|           | { Huizachal    | 2683                   |
|           | { Huayacocotla | 3007                   |
|           | Prof. Total    | 3170.4                 |

El pozo Poza Rica No. 95 resultó improductivo. El No. 87 resultó productor en la caliza Tamabra con 1700 barriles de aceite por día.

*Rocas Productoras. Producción.*—La roca productora principal en el campo de Poza Rica es la caliza Tamabra del Cretácico medio que se encuentra a una profundidad media de 2100 a 220 metros, aun cuando también se obtiene producción en menor escala en las formaciones Chicontepec del Paleoceno y del Eoceno inferior. (Figura 16).

El campo de Poza Rica es actualmente el de mayor producción en el país. Durante 1955 produjo 36,377,678 barriles. Su producción acumulativa hasta el 31 de mayo de 1956 es de 647,082,257 barriles de aceite y 22,425,614,549 m<sup>3</sup> de gas. La relación gas aceite media es de 214 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

El peso específico del aceite de Poza Rica varía de 0.850 a 0.920.

La producción actual (junio de 1956) es de 99,200 barriles de aceite por día, con una relación gas-aceite de 326 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

El número total de pozos perforados hasta fines de mayo de 1956 es de 332.

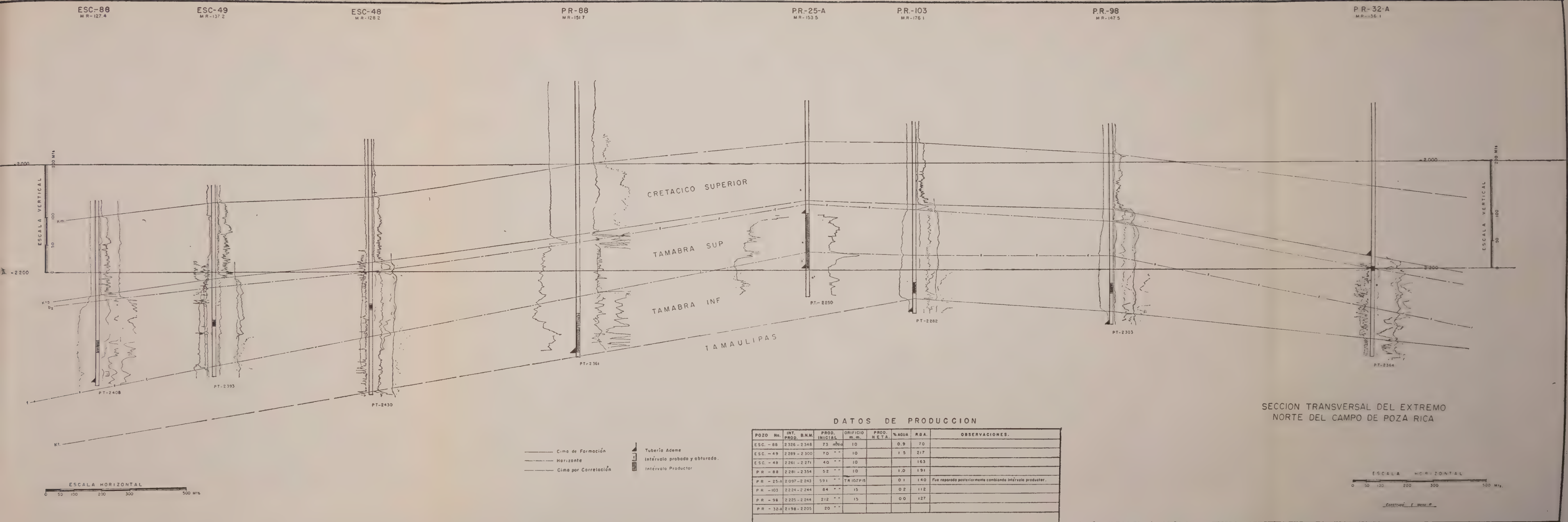


Figura No. 16.



## PRODUCCION DEL TERCIARIO EN LA CUENCA DE TAMPICO-TUXPAN

Si bien es cierto que la mayor parte de la producción petrolera de la Cuenca de Tampico Tuxpan proviene de rocas cretácicas, debe mencionarse que también dentro del Terciario se tienen formaciones productoras, no obstante que su productividad esté muy por debajo de las de las calizas del Cretácico.

Las áreas, —campos y en algunos casos pozos individuales—, en las que se ha obtenido producción del Terciario se indican en la figura No. 17. En esta misma se señala que la porción que ofrece mejores posibilidades para desarrollar campos en el Terciario, queda situada dentro del Distrito de Poza Rica, donde ya a la fecha se cuenta con varios campos productores en sedimentos de esa edad.

La producción del Terciario se obtiene de las formaciones Chicontepec, Guayabal y Chapopote — Tantoyuca del Eoceno; de la Escolín del Oligoceno y de la Tuxpan del Mioceno.

En casos como los de los campos de Chinampa, Cerro Azul, Juan Felipe, Alazán, Potrero, Cerro Viejo, Moralillo, Tamatoco y Tres Hermanos, que producen petróleo en el Eoceno, se cree que el aceite procede de acumulaciones de carácter local que provienen a su vez de las calizas cretácicas, habiendo emigrado a las formaciones superiores a través de las fracturas y fisuras causadas por las intrusiones ígneas que existen en esas áreas.

Al oriente de la Faja de Oro, la producción de los pozos de Cincuenta, San Marcos y Tanhuijo se encuentra en formaciones del Eoceno y del Oligoceno, y en el Mioceno en el caso Tanhuijo.

En los campos de Filigrana y Comales, al noroeste de la Faja de Oro se han descubierto pequeñas acumulaciones de hidrocarburos en arenas lenticulares del Eoceno y del Oligoceno.

Es en el Distrito de Poza Rica donde dentro del Terciario se han descubierto acumulaciones de petróleo de carácter comercial, en los campos de Furbero, Mecatepec, Poza Rica, Escolín, Presidente Alemán, Manuel Avila Camacho, Macarena, Chote y San Andrés. Hasta la fecha se ha prestado mayor atención al desarrollo de la producción de petróleo del Cretácico en el Distrito de Poza Rica, pero es indudable que la producción del Terciario puede alcanzar niveles de importancia.



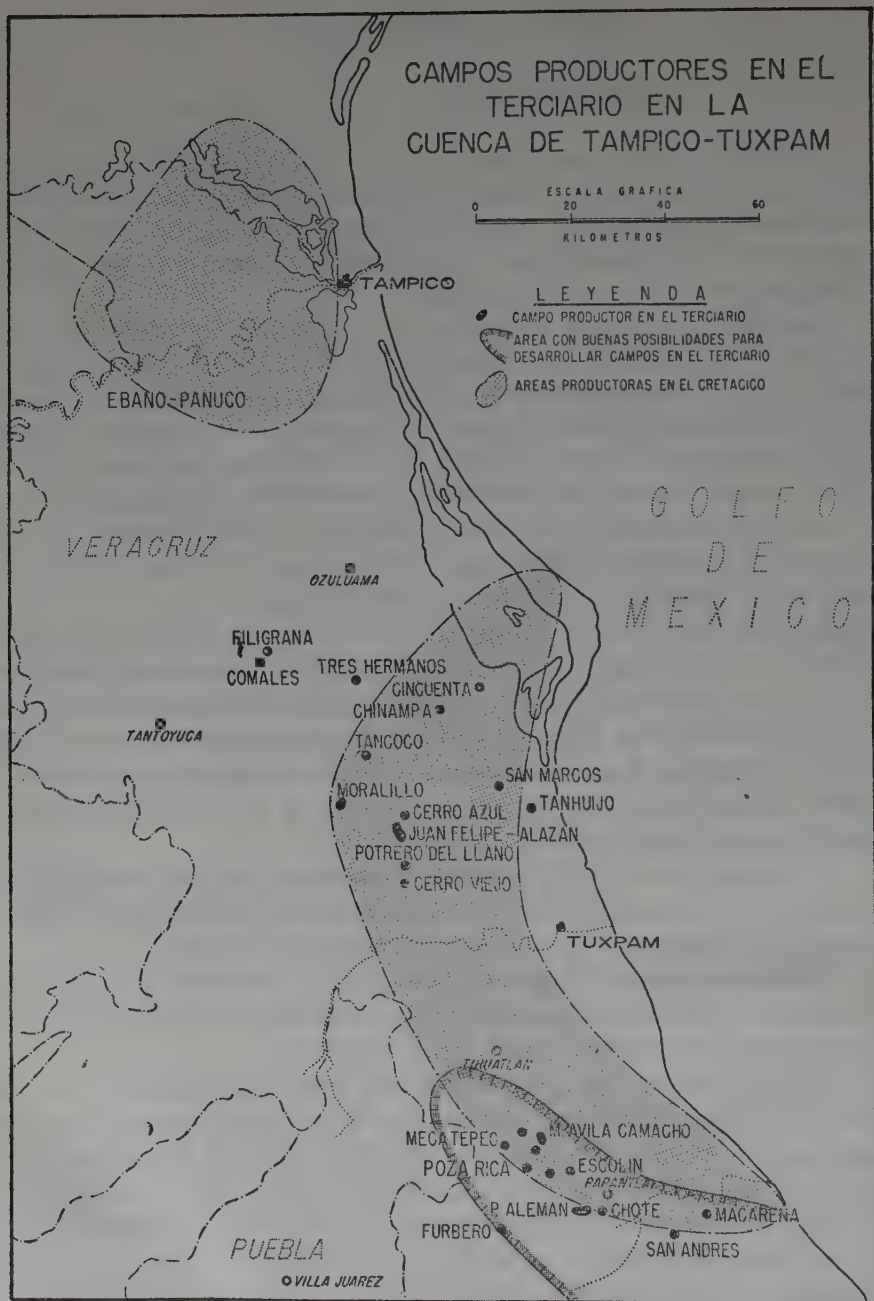


Figura No. 17.

A continuación se presenta un cuadro de los principales campos de la Cuenca de Tampico-Tuxpan que son productores de hidrocarburos en formaciones terciarias.

CAMPOS PETROLEROS DE LA CUENCA DE TAMPICO — TUXPAN  
PRODUCTORES EN EL TERCIARIO.

| Campo              | Año de descubrimiento | Formación Productora      | Edad                      | Producción acumulativa hasta Dic. 1955. en m <sup>3</sup> |
|--------------------|-----------------------|---------------------------|---------------------------|-----------------------------------------------------------|
| Filigrana          | 1931                  | Chapopote Tantoyuca       | Eoceno S.                 | 6,756                                                     |
| Comales            | 1921                  | Chapopote Tantoyuca       | Eoceno S.                 | 780                                                       |
| Tres Hermanos      | ?                     | Chicontepec (?)           | Eoceno I.                 | 70 por día, inicialmente.                                 |
| Cincuenta          | 1923                  | Chicontepec Velasco       | Paleoceno                 |                                                           |
| Chinampa           | 1949                  | Palma Real (R.I.)         | Oligoceno                 | 3,233                                                     |
| Tancoco            | 1950                  | Guayabal                  | Eoceno M.                 | 1,935                                                     |
| Moralillo          | 1923                  | Chicontepec Sup. Guayabal | Eoceno I. y M.            | 97,511                                                    |
| Cerro Azul         | 1950                  | Guayabal                  | Eoceno M.                 | 2,759                                                     |
| San Marcos         | 1912                  | Chicontepec Medio         | Eoceno I.                 | 4,974                                                     |
| Tanhuijo           | 1910                  | Escolín-Tuxpan            | Oligoceno S. y Mioceno I. | 74,703                                                    |
| Juan Felipe-Alazán | 1950                  | Guayabal                  | Eoceno M.                 | 71,525                                                    |
| Potrero del Llano  | 1951                  | Chicontepec Velasco       | Paleoceno                 | 22,413                                                    |
| Mecatepec          | 1928                  | Guayabal                  | Eoceno M.                 | 130,591                                                   |
| M. Avila Camacho   | 1952                  | Chicontepec Sup.          | Eoceno I.                 | 18,337                                                    |
| Poza Rica          | 1930                  | Velasco-Chicontepec       | Paleoceno Eoceno I.       | 7,306<br>(pozo 132)                                       |
| Escolin            | 1949                  | Chicontepec Sup.          | Paleoceno                 | Cerrado                                                   |
| P. Alemán          | 1949                  | Chicontepec Med. y Sup.   | Eoceno Inf.               | 42,654                                                    |
| Furbero            | 1907                  | Guayabal                  | Eoceno Med.               | 362,604                                                   |
| Chote              | 1955                  | Chicontepec Sup.          | Eoceno Inf.               | 2,484                                                     |
| Macarena           | 1955                  | Chicontepec Sup.          | Eoceno Inf.               | Cerrado (20/día)                                          |
| San Andrés         | 1956                  | Chicontepec Sup.          | Eoceno Inf.               | 360 por día                                               |

*Nota:* Algunos de estos campos son también productores en el Cretácico. El año que se cita corresponde al del descubrimiento de producción en el Terciario.

## III.—ZONA DE VERACRUZ

INTRODUCCIÓN.—La zona de Veracruz, que comprende la región sedimentaria llamada Cuenca de Veracruz, es la provincia petrolera de más reciente descubrimiento en México. El primer pozo productor de petróleo en esta Cuenca, descubridor del campo de Angostura, se terminó en mayo de 1953, fecha a partir de la cual se han descubierto dos campos más, hasta hacer a la fecha, un total de tres campos productores.

La producción de aceite se obtiene de sedimentos del Cretácico Medio y del Cretácico Superior. Se han registrado, sin embargo, numerosas manifestaciones de hidrocarburos en rocas del Terciario, lo que da lugar a que se les considere como rocas potencialmente petrolíferas en las que eventualmente habrá de obtenerse producción de carácter comercial.

La producción de petróleo de la Cuenca de Veracruz durante 1955 fué de 2,426,450 barriles y su producción acumulativa hasta fines de ese mismo año es de 2,937,350 barriles.

SITUACIÓN GEOGRÁFICA; LÍMITES.—La Cuenca de Veracruz está situada sobre la planicie costera del Golfo de México, entre los 18° y los 20° de latitud norte. Ocupa la porción central del Edo. de Veracruz e incluye, además, pequeñas porciones de los Edos. de Puebla y Oaxaca.

Sus límites geográficos son: por el norte, el Macizo de Teziutlán; por el sur el Macizo de San Andrés Tuxtla; por el occidente el frente de la Sierra Madre Oriental y por el oriente el Golfo de México. (Fig. No. 18).

LÍMITES GEOLÓGICOS.—Son éstos un tanto imprecisos. De manera general puede decirse que el límite norte lo forman el extremo sur de la Cuenca de Tampico-Tuxpan y el Macizo granítico de Teziutlán; el límite sur lo constituyen el extremo noroccidental de la Cuenca Salina del Istmo y el macizo volcánico de los Tuxtlas; el del poniente lo representa el frente oriental de los plegamientos del Geosinclinal Mexicano que forma la Sierra Madre Oriental y el límite oriental y nor-oriental queda mar adentro, más allá de la actual línea de costa.











La cuenca así delimitada es una cuenca alargada orientada de NNW a SSE, burdamente paralela a los pliegues del geosinclinal mexicano en esta parte de la República. La longitud de la Cuenca es de 240 kilómetros aproximadamente y su anchura media es de 80 kilómetros, de donde resulta que cubre una superficie de 19200 kilómetros cuadrados.

GENERALIDADES.—Lo que actualmente se considera como la Cuenca de Veracruz parece haber formado parte de una cuenca de mayores proporciones que se extendía hacia el noroeste, en la cual tuvo lugar una gran sedimentación durante el Mesozoico (principalmente durante el Cretácico) y quizá en los albores del Terciario y la que, a consecuencia de un acentuado levantamiento del Macizo de Teziutlán, se dividió en dos fracciones que son las conocidas con los nombres de Cuenca de Tampico-Tuxpan, descrita con anterioridad y Cuenca de Veracruz, a la cual ahora se hace referencia.

La Cuenca de Veracruz, resultante de esta división es coextensiva con una cuenca sedimentaria miocénica la cual, por el extremo suroeste del Istmo (Achotal-Santa Lucrecia), estuvo conectada con la cuenca miocénica del Istmo propiamente dicho.

FISIOGRAFÍA E HIDROGRAFÍA.—Dentro del territorio a que corresponde la Cuenca de Veracruz se distinguen dos unidades o provincias fisiográficas bien definidas, situadas una al norte de la otra, que reciben los nombres de:

- a) Provincia Volcánica del Norte, o de Teziutlán y
- b) Provincia del Sur o del Papaloapan.

La primera, de carácter netamente volcánico, está limitada al norte por el río Nautla y al sur por una línea imaginaria que uniese al Puerto de Veracruz con la Ciudad de Córdoba, Ver. Además de las rocas volcánicas se encuentran en ella, en exposiciones locales, sedimentos del Mesozoico y del Terciario.

La segunda provincia fisiográfica comprende todas las tierras bajas y pantanosas incluyendo prácticamente todo el sistema hidrológico del río Papaloapan, desde el Puerto de Veracruz hasta el Macizo de San Andrés. En esta provincia afloran principalmente sedimentos terciarios y recientes.

## A. PROVINCIA DE TEZIUTLAN

Los rasgos morfológicos de esta provincia fisiográfica corresponden a los de un levantamiento general muy complejo que alcanzó su máximo desarrollo, según parece, a principios del Terciario, como consecuencia de la intrusión de un batólito, finalizando este movimiento con la formación del espolón volcánico de la Sierra de Chiconquiaco que apunta hacia el mar y que dió origen, a su vez, a un nuevo levantamiento.

Esta provincia, de topografía abrupta y con grandes serranías, corresponde en su mayor parte a un complejo ígneo que obtuvo su posterior desarrollo por fenómenos volcánicos ocurridos probablemente desde fines del Terciario y aún en épocas más recientes, dando como resultado el que la región quedara cubierta con materiales piroclásticos y derrames ígneos que sepultaron casi totalmente, al menos en su extremo sur, a las rocas mesozoicas y terciarias, las que en la actualidad sólo afloran esporádicamente en los cauces de los ríos y arroyos, a favor de la erosión.

## B. PROVINCIA DEL PAPALOAPAN

La provincia fisiográfica del Papaloapan es de rasgos más suaves, sin elevaciones notables y tiene porciones bajas inundables o pantanosas. Esta última circunstancia, aunada al hecho de que la provincia está cubierta en gran parte por materiales piroclásticos y por sedimentos recientes de origen fluvial, da lugar a que los conocimientos geológicos de esta porción de la Cuenca de Veracruz sean pobres en ciertos aspectos, ya que se fundan en la información aportada por unas cuantas perforaciones o bien por trabajos geofísicos, puesto que los afloramientos quedan restringidos a los bordes occidental y sur de la Cuenca de Veracruz.

En el extremo sureste de la provincia del Papaloapan se yergue, como límite geográfico y geológico con la Cuenca Salina del Istmo, el Macizo de los Tuxtlas de edad probablemente mesozoica, que se supone formado por rocas dioríticas y que está cubierto por extensas corrientes basálticas y andesíticas. Algunos de los volcanes de la región de Los Tuxtlas han estado en actividad en tiempos históricos. Así por ejemplo, la más reciente erupción del volcán de San Martín ocurrió en 1793.

Todas las corrientes fluviales que surcan la Cuenca de Veracruz pertenecen al sistema hidrográfico del Golfo de México, en el cual vierten sus aguas. Los ríos principales corren de poniente a oriente en la provincia de Teziutlán y de suroeste a noreste y aún de sur a norte en la Provincia del Papaloapan.

#### RESUMEN GEOLÓGICO

Dentro de la Cuenca de Veracruz abundan las rocas ígneas intrusivas y efusivas y las sedimentarias, variando la edad de estas últimas del Jurásico al Reciente.

Si bien ambos tipos de rocas tienen una profusa distribución dentro de la Cuenca, cada una de esas clases de rocas están repartidas según su origen o su antigüedad. Así por ejemplo, las rocas intrusivas, —granitos y granodioritas—, están expuestas en la región de Teziutlán y en San Andrés respectivamente; los sedimentos jurásicos en los alrededores del Macizo Teziuteco y en los bordes occidental y sur-occidental de la Cuenca; las calizas cretácicas preferentemente en el frente de la Sierra Madre Oriental y los sedimentos más jóvenes en la planicie de la Provincia del Papaloapan. Los productos de eyección volcánica y los depósitos fluviales son los que ocupan la mayor superficie al grado que su presencia obstaculiza la exploración por el método geológico superficial e influye de manera decisiva en la selección del método exploratorio que habrá de adoptarse en cada región.

*Rocas Igneas.*—Las rocas ígneas intrusivas se localizan preferentemente en los extremos noroeste y sureste de la Cuenca en los Macizos de Teziutlán y de San Andrés, respectivamente.

*ÁREA DE TEZIUTLÁN.*—Al noroeste de Tlatlauqui, Pue., se encuentran rocas graníticas en contacto con sedimentos del Jurásico superior y son, al parecer, anteriores al depósito de tales lechos jurásicos. Otras rocas intrusivas de tipo intermedio y básico se presentan en conexión con las rocas ácidas en la periferia de los cuerpos graníticos, donde también se aprecian mantos y diques. Las intrusiones de magmas básicos e intermedios son de edad posterior a la de los granitos, pudiendo considerarse que algunas de ellas tuvieron lugar en el Oligoceno y quizá aún en el Mioceno.

Por lo que toca a las rocas extrusivas, algunas se encuentran a manera de capas dispuestas entre los Lechos Rojos del Jurásico de la re-

gión, al igual que en los estratos del Portlandiano existen tobas y arenas volcánicas. En los sedimentos cretácicos el material volcánico es más bien escaso. Otras extrusiones más jóvenes, perteneciente a diferentes períodos han dejado su huella o cubren aún grandes porciones de la región.

La edad de las fases volcánicas más jóvenes no se puede determinar exactamente. Al parecer, las últimas etapas de vulcanismo pertenecen al Pleistoceno.

ÁREA DE SAN ANDRÉS.—En ésta las rocas intrusivas, que no abundan en la superficie, son de tipo diorítico. Se les ha observado al norte del Volcán de San Martín cerca de Tecolapam y en lugares aislados sobre el flanco occidental de la Sierra de San Martín, como cantos rodados.

La edad de las dioritas es discutible, pero lo que sí parece seguro es que el Macizo de San Andrés, particularmente su extremo sur, actuó a manera de barrera durante el Mesozoico y parte del Terciario separando la Cuenca Salina del Istmo de la de Veracruz. Así mismo, parece haber tenido influencia en la tectónica de la parte occidental de la Cuenca Salina del Istmo, así como en los cambios de facies sedimentológicas.

Lo antes dicho implica que el Macizo de San Andrés debe considerarse como de edad pre-mesozoica, sin olvidar que es probable que haya actuado aún hacia fines del Oligoceno, según lo atestigua la información geológica al sur y suroeste de la Sierra de San Martín.

Las rocas extrusivas de la región de los Tuxtlas son andesitas, andesitas-basálticas y basaltos.

Cabe mencionar que el ciclo diorita-andesita-basalto sugiere la presencia de un macizo diorítico sobre el cual descansan los volcanes de San Andrés Tuxtla. Así mismo, las extrusiones basálticas, mas básicas cuanto más recientes, representan la finalización de un ciclo volcánico.

Por lo que toca a la edad de las extrusiones de la región de San Andrés, se cuenta con evidencias para asentar que éstas se han registrado en el Mioceno, en el Plioceno, en el Pleistoceno y aún en tiempos históricos (1793), siendo más básicas las emisiones correspondientes al Pleistoceno y al Reciente.



RESUMEN ESTRATIGRÁFICO.—La descripción condensada de las formaciones sedimentarias de la Cuenca de Veracruz, —del Jurásico al Reciente—, es la siguiente:

### *Jurásico.*

Los sedimentos jurásicos conocidos dentro de la Cuenca de Veracruz se localizan en las dos porciones extremas de la misma: los alrededores del Macizo de Teziutlán y el extremo suroeste de la Cuenca.

En el área del Macizo de Teziutlán, se les encuentra al norte y noroeste de Teziutlán, Pue.; y en la parte suroeste afloran a lo largo de una faja que va de Usila a Valle Nacional, Oax.

A los sedimentos jurásicos de la Cuenca de Veracruz corresponden las siguientes descripciones generalizadas:

En la parte suroeste de la Cuenca están representados principalmente por areniscas rojizas de grano fino a medio, con cementante arcilloso; por capas delgadas de lutita apizarrada de color violáceo o rojizo y por conglomerados de cuarzo, de color rojo, en matriz arenosa. Los sedimentos citados representan depósitos de tipo continental o sublitoral, litológicamente semejantes a la formación Huizachal de la Cuenca de Tampico-Tuxpan o a la Formación Salina de la Cuenca Salina del Istmo que será descrita al hablar de la Zona Sur. Carecen de fósiles, de manera que la edad jurásica que se les atribuye se basa en la secuencia estratigráfica observada y en la similitud que presentan con los sedimentos conocidos en áreas vecinas.

La presencia de estas capas, a las que también se denomina Lechos Rojos, ha permitido efectuar estudios paleogeográficos y deducir que la parte suroeste de la Cuenca de Veracruz formaba parte de la Península de Tehuacán o de Oaxaca durante el Jurásico.

El espesor de la serie descrita es del orden de 500 mts. cerca de Valle Nacional, Oax.

En la región del Macizo de Teziutlán los sedimentos jurásicos tienen otro carácter litológico. Se componen no sólo de sedimentos de tipo continental o sublitoral, sino que además se encuentran calizas, calizas arenosas, margas y areniscas, con la circunstancia de que en estas rocas sí se encuentran fósiles y de que algunas de las calizas son francamente bituminosas.

En el área de Teziutlán los sedimentos jurásicos son, hacia el norte y el oriente, cada vez más marinos, según lo demuestra la secuencia



típica de los mares transgresivos en la que los sedimentos pasan de arenosos a arcillo-arenosos, arcillo-calcáreos y finalmente a calizas, condición que reviste mucha importancia desde el punto de vista petrolero.

El Jurásico de la región del Macizo de Teziutlán comprende las siguientes divisiones:

|          |   |               |
|----------|---|---------------|
| JURASICO | { | Portlandiano  |
|          |   | Kimmeridgiano |
|          |   | Oxfordiano    |
|          |   | Lechos Rojos  |

Describiéndolas de manera somera, puede decirse que tienen las siguientes características.

*Lechos Rojos*.—(Jurásico medio e inferior?).—Los Lechos Rojos están constituidos en su parte inferior por una serie de arenas cuarcíferas de color rojizo, areniscas margosas del mismo color, conglomerados y grauvacas. Entre los conglomerados se encuentran cantos de granito y granodiorita. Hacia la parte superior se presentan arcillas arenosas, arenas micacíferas y margas, de colores amarillo-rojizo, violeta y verde.

Dentro de la serie de los Lechos Rojos se han observado algunas rocas de tipo básico así como lechos de rocas extrusivas. Los sedimentos de la zona de contacto tienen evidencias de metamorfismo. Con frecuencia se encuentran cuarcitas y mica-esquistos.

En los sedimentos que se describen son muy escasos los fósiles. El Dr. H. Jenny (1931) menciona en uno de sus informes el haber encontrado fragmentos de una ammonita cerca de la cima de la serie, donde con relativa frecuencia se localizan restos de plantas, consistiendo éstos en hojas y en fragmentos de tallos.

La potencia de los Lechos Rojos que se ha medido es de poco más de 1000 metros, pero se considera probable que el espesor total sea aún mucho mayor.

En cuanto a su antigüedad, se considera que estos Lechos Rojos son de edad Pre-Oxfordiana en atención a que están cubiertos por un conjunto de calizas del Kimmeridgiano-Oxfordiano. (Jenny, 1931). Al respecto, cabe mencionar que el Dr. R. Imlay les adjudica una edad Oxfordiana. (A.A.P.G.; 1943).

*Oxfordiano-Kimmeridgiano.*—Los sedimentos de esta edad están representados por una serie de calizas de color gris oscuro, parcialmente silicificadas, bien estratificadas, cuyo espesor, varía de 10 a 20 metros. En algunos lugares, debajo de estas calizas se observan otras de color claro, que son, o masivas, o de estratificación mal definida. En la Sierra de Chignautla esta caliza masiva está parcialmente reemplazada por una caliza gris-café, densa, bien estratificada, con nódulos de pedernal.

El espesor del conjunto es muy variable, desde 10 hasta 250 metros. En lo general, la variación de espesor es más o menos gradual.

Las calizas antes descritas contienen ammonitas; del estudio de éstas, que fué efectuado por el Dr. C. Burckhardt, se deduce la edad que se ha asignado a tales calizas.

*Portlandiano.*—Sobre los sedimentos del Kimmeridgiano se encuentran unas calizas impuras, un tanto arcillosas, porosas, de color café oscuro, con intercalaciones arcillosas y abundantes restos de ostréidos. El color oscuro de estos estratos se debe a la presencia de restos orgánicos alterados y a la existencia de material bituminoso. Cerca de Las Truchas, al NNW de Jalapa, Ver., las calizas antes citadas alcanzan un espesor medio de 50 metros.

Hacia la parte superior del Portlandiano se encuentran calizas compactas, de color gris y gris azul, fosilíferas; calizas bituminosas oscuras y areniscas de color café.

En general, toda la secuencia de sedimentos pertenecientes al Portlandiano está bien estratificada.

Entre los fósiles, principalmente ammonitas, que definen la edad de esas capas y que fueron determinadas por el Dr. Burckhardt, se tiene los que a continuación se mencionan: *Aulacosphinctes* cfr. *neohispanicus*, del Portlandiano inferior; *Hoplites* sp.; *Perisphinctes*; *Sinoceras* cfr. *volanense* Oppel; *Haploceras*; *Olcostephanus* sp. y *Apychus*.

El espesor del Jurásico Portlandiano varía, en las diversas localidades donde está expuesto, entre 40 y 200 metros.

En relación con la importancia económico-petrolera de los sedimentos del Jurásico puede decirse lo siguiente:

Hasta la fecha no se ha obtenido producción de hidrocarburos en el Jurásico de la Cuenca de Veracruz. Sin embargo, de lo dicho en las páginas anteriores se desprende que al pensar en las posibilidades pe-

trolíferas del Jurásico deben considerarse las dos porciones ya descritas, que son la del sur (Valle Nacional y alrededores) y la del norte o de Teziutlán. En la primera, donde el Jurásico está constituido por sedimentos de tipo continental o sublitoral, que reposan sobre el macizo granítico de la antigua península de Oaxaca, las posibilidades petrolíferas del Jurásico son muy remotas si no es que del todo negativas, mientras que en la región de Teziutlán se tienen mejores perspectivas.

En efecto, al NW de Teziutlán, Pue., y al sureste de Tlapacoyan, Ver., el Jurásico está desarrollado en facies marinas y se encuentran dentro de los sedimentos que lo componen, rocas bituminosas y aún impregnadas de aceite. Por otra parte, algunas de las calizas del Jurásico Superior (Kimmeridgiano y Portlandiano) ofrecen magníficas condiciones de porosidad. Por lo tanto, puede decirse que se cuenta tanto con "rocas madre" como con rocas almacenadoras. Consecuentemente, el problema estriba en encontrar las condiciones estructurales que permitan la acumulación de petróleo en cantidades comerciales o bien, en localizar trampas estratigráficas capaces de retener el petróleo en forma tal que sea susceptible de explotación económica.

### *Cretácico*

Al igual que con el Jurásico, al estudiar el Cretácico de la Cuenca de Veracruz, debe considerarse que los sedimentos cretácicos ofrecen características diferentes según que queden situados dentro de la provincia del norte o en la del sur. Viniegra \* hace notar esta condición y dice al respecto que "a partir de un límite imaginario formado por una línea que uniese el Puerto de Veracruz con la Ciudad de Orizaba, hacia el sur, el cambio sedimentológico y estratigráfico es bastante marcado en las rocas cretácicas que sufren una variación continua, tanto lateral como verticalmente a través de todo su desarrollo estratigráfico, contrastando notablemente con las rocas de la misma edad de la Cuenca de Tampico-Teziutlán, que son rocas de origen nerítico, dominando el tipo arrecifal".

Dentro del Cretácico de la Cuenca de Veracruz se encuentran sedimentos representativos desde el Cretácico inferior hasta el Cretá-

---

\* Breve Análisis Geológico de la Llamada Cuenca de Veracruz.—Bol. Asoc. Mex. Geol. Pet.—Vol. II, No. 4.—Febrero de 1950.

cico superior. De éstos, los que tienen más importancia desde el punto de vista petrolero son los correspondientes a las partes media y al superior, que son las productoras en los yacimientos hasta ahora descubiertos en la Cuenca en estudio.

### *Cretácico Inferior.*

*Neocomiano-Aptiano.*—El Cretácico inferior está expuesto en el borde occidental de la Cuenca de Veracruz en la Sierra Madre Oriental. Sus principales afloramientos se encuentran al SW. de Tehuacán, Pue., entre Tehuacán y Orizaba y en la región al N de Zongolica, Ver.

En la región de Tehuacán lo representan los pisos Barreniano y Aptiano.

*El Barremiano* (parte superior del Neocomiano) puede dividirse en 2 porciones: la inferior está constituída en general por lutitas apizarradas que contienen gruesas intercalaciones de arenisca y arenisca conglomerática, en lechos que individualmente alcanzan espesores de 2 a 3 metros, con algunas calizas. Estas intercalaciones de clásticos son de colores rojizo, café oscuro y verdoso. La porción inferior mencionada tiene un espesor medio de 1500 metros.

La porción superior se compone de lutitas apizarradas que contienen, esporádicamente, lechos delgados de arenisca. Hacia la cima existen frecuentes intercalaciones de caliza, en capas de 15 cm. hasta 2 metros de espesor, de colores crema y gris-azul oscuro, con fósiles en abundancia, Paquidontos especialmente. Esta serie superior tiene de 750 a 800 metros de espesor.

*El Aptiano* consiste de una serie alternante de lutitas y areniscas con numerosos horizontes fosilíferos. (Nerineas principalmente), con intercalaciones de calizas de color gris azul, que contienen fósiles del orden de los Paquidontos. Estas calizas son más frecuentes hacia la cima. Los horizontes fosilíferos citados en primer término tienden a desaparecer hacia la parte más alta, estratigráficamente hablando, de la serie.

El Aptiano, que ha sido medido al WSW y al NE de Tehuacán, en los alrededores de Santa Ana Teloxtoc y en la barranca de Chivillas, respectivamente, alcanza un espesor que varía entre 1000 y 1200 metros.



Entre Fortín, Orizaba y Zongolica, Ver., el Aptiano (?) está representado por una serie sedimentaria constituida por arcillas apizarradas, lutitas margosas, areniscas calcáreas y algunos lechos de caliza, en colores amarillentos, gris y rojizo, con desarrollo de apizarramiento y aun de esquistosidad. Esta serie muestra gran similitud con la que E. Böse llamó *Pizarras Necoxtla*, nombre que se tomó de la localidad tipo, entre Necoxtla y Santa Rosa, Ver., al suroeste de Orizaba.

Las lutitas margosas y las arcillas son de colores gris y ocre, apizarradas y fósiles, con lustre sedoso, untuosas al tacto y en ciertas porciones presentan un aspecto completamente esquistoso (carretera de Tequila a Zongolica, Ver.). Entre estos sedimentos se encuentran intercalaciones de calizas arcillosas de color gris oscuro, estratificadas en capas de .10 m. a 1.50 m. de espesor. Las capas más delgadas corresponden a la porción superior. Estas alternan con areniscas y con margas de color gris verde. Las areniscas alcanzan espesores hasta de 0.80 m., pero es característico que las más delgadas que tienden a convertirse en calizas arenosas, se encuentran hacia la parte superior. Son éstas precisamente las que marcan el paso transicional de las Pizarras Necoxtla a las Calizas Maltrata del Cretácico Medio que las cubren.

No se conoce el espesor total de las Pizarras Necoxtla, ya que no se ha observado el contacto inferior. Ríos Macbeth (1954, informe inédito), ha registrado espesores hasta de 800 metros, pero, como ya se indicó, este no es el espesor total.

Con relación a la edad de las Pizarras Necoxtla, debe hacerse notar que no se ha confirmado con absoluta certeza por falta de fósiles. El Dr. Böse las consideró dentro del Cretácico Inferior, (Aptiano Urganiano) porque cerca de Alta Luz encontró un ejemplar de *Aconthoceras* sp. *justinae*, Hill de la división Trinity, de Texas.

Ríos Macbeth (1954), les asigna igualmente esa edad a las Pizarras Necoxtla.

Para ilustrar las relaciones de los sedimentos descritos, se presenta a continuación un cuadro tomado del trabajo del Dr. E. Böse.



|           | Subdivisiones en las re-<br>giones de Orizaba y<br>Tehuacán. | Equivalentes con Texas | EDAD.                   |
|-----------|--------------------------------------------------------------|------------------------|-------------------------|
| CRETACICO | Calizas de Escamela                                          | División Washita       | Turoniano.              |
| MEDIO     | Calizas de Maltrata                                          | Div. Fredericksburg    | Cenomaniano.            |
| CRETACICO | Pizarras de Necoxtla                                         | Div. Trinity           | Aptiano-Ur-<br>goniano. |
| INFERIOR  | Esquistos y Arenas de<br>Zapotitlán (Tehuacán)               |                        | Necomiano Sup.          |

En el area de Teziutlán el Cretácico Inferior está representado por la serie *Tamaulipas Inferior*. Consiste principalmente de calizas densas, de color gris claro, bien estratificado en capas de 20 cm. a 1 metro de espesor, con nódulos y aún capillas de pedernal negro en abundancia. Con frecuencia se encuentran intercalaciones de marga arenosa gris, gris verdosa, que se presentan en lechos desde unos cuantos centímetros hasta 3 ó 4 metros de espesor.

Entre los sedimentos descritos se han encontrado algunas ammonitas cuya clasificación las sitúa en el Aptiano Superior.

El espesor total de la serie *Tamaulipas Inferior* en la región de Teziutlán varía entre 50 a 200 metros.

### *Cretácico Medio y Superior*

*Albiano a Maestrichtiano*. Pese a que sólo se encuentran en determinadas porciones de la Cuenca de Veracruz, son estas partes del Cretácico las que tienen mayor distribución superficial dentro de la Cuenca en discusión.

En la provincia del Norte o de Teziutlán, afloran entre Misantla y Tlapacoyan, Ver., y al noroeste de Teziutlán, Pue., así como en las proximidades de Jalapa, donde las exposiciones de rocas cretácicas están rodeadas por materiales piroclásticos de edad muy posterior a las de aquellos sedimentos.

Dentro de la provincia del Papaloapan, todos los afloramientos del Cretácico Medio y Superior se encuentran en la porción occidental de la Cuenca de Veracruz, según una línea que va de Córdoba,

Ver., a Valle Nacional, Oax. Estos afloramientos forman parte de los plegamientos frontales de la Sierra Madre Oriental que limitan, por el poniente, la Cuenca de Veracruz.

Dado que, según se indicó en una de las páginas precedentes, el Cretácico (particularmente el medio y el superior) presenta características diferentes en la provincia del norte con relación a la del sur, se describirán tres secciones tipo, correspondientes cada una a la *región de Jalapa-Teziutlán*, la *región de Córdoba* y la *del Papaloapan*, respectivamente, presentando finalmente como complemento las diversas columnas estratigráficas a fin de poder establecer comparaciones (Tabla No. 6).

#### A.—Región de Jalapa-Teziutlán

##### *Cretácico Medio.*

En la región de Jalapa-Teziutlán, el Cretácico Medio está representado por la formación Tamaulipas superior, densa y compacta y por la facie arrecifal El Abra, que equivale en edad a la caliza Tamaulipas superior antes citada.

La formación Tamaulipas Superior tiene una distribución un tanto irregular dentro de la región considerada. Sus afloramientos más notables se encuentran con el área comprendida entre las poblaciones de Misantla y Tlapacoyan, Ver.

La formación de que se trata está representada por una serie de calizas compactas, estratificadas en capas de 0.20 a 1 m. de espesor y aún en bancos más gruesos, de colores gris y crema, con algunas intercalaciones de calizas oolíticas, de horizontes brechoides y de calizas granulosas. Hacia la parte superior se encuentran nódulos de pedernal claro y negro.

La facies arrecifal El Abra, que tiene una distribución superficial más restringida, aflora al noroeste y al sureste de Jalapa, Ver. Al NW de Jalapa consiste de una serie de calizas de color gris claro, y gris oscuro, estratificadas en bancos gruesos. Dentro de estas capas se encuentran intercalaciones de calizas fosilíferas, con abundancia de Rudistas.

Al SE de Jalapa (Río Pescados), las calizas son de colores gris claro y crema, estratificadas en capas delgadas a gruesas (10 a 80 cm. de espesor), entre las cuales se encuentran algunos horizontes con

| CRETACICO |                                       |        | REGION DE<br>JALAPA-TEZIUTLAN | REGION DE<br>CORDOBA                                                          | REGION DE<br>PAPALOAPAN |                                                |                   |                                                                                                              |                                               |
|-----------|---------------------------------------|--------|-------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|------------------------------------------------|-------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|
| SUPERIOR  | MAESTRICHTIANO<br>CAMPANIANO          | MENDEZ | MENDEZ                        | MENDEZ                                                                        | MENDEZ                  |                                                |                   |                                                                                                              |                                               |
|           | SANTONIANO<br>CONIACIANO<br>TURONIANO |        |                               |                                                                               |                         | SAN FELIPE<br><br>AGUA NUEVA                   | SERIE<br>ESCAMELA | SUPERIOR<br>(Atoyac)<br><br>MEDIO<br>(Peñuela)<br><br>INFERIOR<br>(Orizaba)<br><br>..... ? .....<br>Maltrata | SUPERIOR<br><br><br>MEDIO<br><br><br>INFERIOR |
|           | CENOMANIANO<br><br>ALBIANO            |        |                               |                                                                               |                         | Mil.<br>ABRA<br>Rud.<br><br>TAMAULIPAS<br>SUP. | ESCAMELA          | DESCONOCIDO                                                                                                  |                                               |
| MEDIO     |                                       |        |                               |                                                                               |                         |                                                |                   |                                                                                                              |                                               |
| INFERIOR  | APTIANO<br>NEOCOMIANO                 |        | TAMAULIPAS<br>INF.            | PIZARRAS NECOXTLA<br>..... ? .....<br>SERIES DE TEHUACAN<br>(Neocomiano Sup.) |                         |                                                |                   |                                                                                                              |                                               |

SUB-DIVISIONES DEL CRETACICO EN LA CUENCA DE VERACRUZ.  
TABLA No. 6

miliólidos en abundancia. Por lo común, estas calizas con miliólidos descansan sobre las calizas de Rudistas.

El espesor de la formación Tamaulipas superior es variable, ya que se han medido secciones desde 40 metros hasta 250 ó 300 m. de potencia.

### *Cretácico Superior.*

En la región de Jalapa-Teziutlán, el Cretácico Superior está representado por las formaciones Agua Nueva, San Felipe y Méndez.

*Formación Agua Nueva.*—Está expuesta en la región al SW de San Pedro Tularcillo, así como hacia el NW de Jalpa, Ver. Se compone de calizas estratificadas en capas de 20 a 50 cm. de espesor, de colores gris y café, con intercalaciones de margas del mismo color; también se encuentran algunas bandas de pedernal negro y en la base hay una serie de calizas negras, bien estratificadas en capas gruesas.

La formación descrita descansa sobre las calizas del Cretácico Medio. Su espesor, muy variable, se estima entre unos pocos metros y 140 metros.

*Formación San Felipe.*—Está constituida por una serie de calizas de color gris claro, ocasionalmente margosas, que alternan con lechos delgados de margas de color gris-azul. Hacia la cima de la formación se observan bandas delgadas y nódulos de pedernal café o negro.

La formación San Felipe yace sobre las calizas Agua Nueva y en algunos casos, cuando ésta desaparece, se le encuentra directamente sobre la caliza Tamaulipas. En cuanto al espesor, se advierte que aumenta del oriente hacia el poniente; así, en el área de Plan de Arroyo es de 50 a 60 metros, en tanto que hacia el poniente, en Coetzalan, el espesor medido es del orden de 200 metros.

*Formación Méndez.*—Los sedimentos de esta formación que están expuestos en el área de que se está hablando son en lo general, semejantes a los que afloran en la Cuenca de Tampico-Tuxpan que ya fueron descritos. Resumiendo, puede decirse que se compone de una serie de margas ligeramente arenosas en parte, de colores gris y gris azul, con algunas intercalaciones delgadas de caliza margosa. Hacia la base, los estratos son más calcáreos. Cerca de la cima se presentan intercalaciones de lutita arenosa, muy compactas.

El espesor de la formación Méndez es variable según el sitio donde se mida, quedando comprendido entre las cifras de 120 y 300 metros.

### B.—Región de Córdoba.

Según puede verse en la tabla No. 7, en la región de Córdoba, el Cretácico Medio y el Superior están representados por la formación Escamela, que puede ser subdividida en tres porciones, y por la formación Méndez.

Cabe aclarar que lo que en estas notas se designa con el nombre de "Región de Córdoba", corresponde a la parte noroccidental de la provincia del Papaloapan, previamente mencionada, parte que queda comprendida entre el río Pescados por el norte y el río Blanco por el sur, dentro de la cual están ubicadas las poblaciones de Huatusco, Coscomatepec, Córdoba, Atoyac, Cuichapa y Omealca, todas ellas pertenecientes al Estado de Veracruz.

#### *Cretácico Medio y Superior*

*Formación Escamela.* (Albiano a Coniaciano-Santoniano?).—De acuerdo con lo que se conoce hasta la fecha, la formación Escamela de la región de Córdoba se puede subdividir en tres partes que han sido denominadas Escamela Superior, Medio e Inferior, respectivamente. Esas tres partes, que representan en general depósitos de aguas someras neríticas, fueron separadas o diferenciadas en atención a las variaciones litológicas y faunales que se aprecian en los sedimentos, quedando integradas en resumen, como sigue:

- a).—La parte superior, división para la cual F. Viniegra propone el nombre de calizas *Atoyac*, está constituida por calizas con nódulos de pedernal con intercalaciones de lutitas, a veces de carácter bentonítico, algunos horizontes de Rudistas y Miliólidos y, hacia la base, calizas con abundancia de gasterópodos del género *Trochacteon Burckhardtii* Böse del Coniaciano inferior, como sucede en Tenantitlán, Gro., donde esos mismos gasterópodos se presentan asociados con ammonitas de los géneros *Peroniceras* y *Berroisiceras* de edad Coniaciano inferior. La localidad fosilífera dentro de la región de Córdoba, a la que se hace alusión, se encuentra en la Sierra de San José de Gracia, a 16 Km al SE de la



Ciudad de Córdoba, Ver. Dentro del mismo horizonte fosilífero se encontraron fragmentos de *Exogyra ponderosa*, la cual es un argumento más en favor de la edad Coniaciana de la parte superior de la formación Escamela.

- b).—La parte media, para la que se sugiere el nombre de *Caliza Peñuela*, se compone de calizas de color blanco a gris claro, microcristalinas a criptocristalinas en parte con zonas sumamente fosilíferas, coquinoideas. Entre los fósiles característicos se encuentran ejemplares de *Nerinea* (*Laevinerinea* ?) y de *Actaeonella* sp. fósiles de los cuales el primero corresponde, según el Dr. R. Imlay, al Turoniano. El segundo fósil no revela una edad precisa, ya que puede pertenecer tanto al Cretácico inferior como al medio o al superior. Hacia la base de esta segunda división aparecen, cada vez con más frecuencia, *Rudistas* hasta que llegan éstos a predominar sobre los demás fósiles en lo que constituye ya la tercera división, o sea en el Escamela inferior.
- c).—La parte inferior de la formación Escamela, bien expuesta en Orizaba, Ver., en razón de lo cual podría llamársele "*Calizas Orizaba*", está formada por calizas de colores gris claro y oscuro, con horizontes de calizas microolíticas. Por lo común, en los horizontes de caliza de color claro se encuentran *Rudistas* bien conservados, en abundancia, así como en alto contenido de miliólidos. Citando una vez más a Viniegra, estas calizas podrían colocarse en el Cenomaniano superior, con lo que resultarían correlacionables con la facies El Abra de Tampico y de la zona de Jalapa-Teziutlán.

En relación con estas calizas de *Rudistas*, cabe asentar lo dicho por E. Böse en el sentido de que los referidos horizontes fosilíferos bien pueden pertenecer a la base del Turoniano, si bien esto sólo podrá aclararse en definitiva al hacer estudios paleontológicos detallados en las calizas de la formación Escamela.

El espesor de toda la serie Escamela se estima en 1500 metros aproximadamente.

*Formación Méndez*.—La formación Méndez (Cretácico Superior) está escasamente representada en la región de Córdoba. Aflora en los cerros de Santa Elena y Piedra Campana, al NW y SE de Córdoba, Ver.

Litológicamente se compone de margas con intercalaciones delgadas de calizas margosas, cuya presencia aumenta hacia la base. Las margas son de colores amarillo verdoso y verde oscuro. Como cosa singular debe mencionarse el hecho de que en algunas localidades como son el Cerro de la Piedra Campana y en la Sierra de San Juan de la Punta, tanto en la cima como en la base de la formación Méndez se presentan horizontes de brechas de caliza con cemento margoso. Los fragmentos de caliza son angulosos, de colores gris y crema y blanco, algunos de ellos con restos de micro y macrofauna, que parecen derivados de la caliza Escamela superior.

Hacer referencia a estas calizas es de interés porque, como se verá más adelante, en el campo petrolero de Angostura se obtiene producción de aceite en zonas brechosas de edad Méndez.

La formación Méndez alcanza, en esta región, un espesor que varía entre 180 y 200 metros. En las perforaciones se han registrado espesores mayores, hasta de 300 metros.

#### C.—Región del Papaloapan.

En la región del Papaloapan, que para el caso sería aquella situada al sureste de la región de Córdoba que se acaba de describir, el Cretácico ha sido estudiado sólo de modo muy generalizado. Desde el punto de vista litológico es comparable con el de la región de Córdoba aunque debe advertirse que se desconoce el contacto entre el Escamela medio y el Escamela inferior. En cuanto al Méndez, también aquí se registran los horizontes brechosos.

*Posibilidades petrolíferas del Cretácico de la Cuenca de Veracruz.* Si bien las posibilidades petrolíferas del Cretácico, considerado de manera general, están fuera de discusión, puesto que de rocas de esa edad se obtiene producción en los campos de Angostura, Casa Blanca y Tres Higueras, vale la pena hacer notar aun cuando sólo se haga en forma breve, algunos aspectos interesantes de las formaciones cretácicas, importantes desde el punto de vista petrolero.

De lo asentado en las páginas anteriores en relación con la estratigrafía del Cretácico de la Cuenca de Veracruz puede inferirse que los mares cretácicos tuvieron movimientos oscilatorios dando lugar a la interdigitación de calizas de origen nerítico o batial, y aún de clásicos en ciertas etapas, según que el mar avanzara o retrocediera. Asi-

mismo, hubo eventualmente condiciones propicias para el desarrollo de calizas de tipo arrecifal. Como consecuencia de lo anterior, puede decirse que deben haberse formado (y de hecho se les conoce en la región de Actopan, Ver.) rocas que reúnan las condiciones de porosidad y permeabilidad necesarias para ser almacenadoras de hidrocarburos, a más de que en otros casos las calizas no porosas han podido desarrollar, merced a fenómenos posteriores, un muy aceptable grado de porosidad secundaria, como ocurre en el campo de Angostura, donde la producción de aceite se obtiene de calizas densas, intensamente fracturadas, o bien, de las zonas brechosas del Cretácico Superior. Por otra parte, también se ha observado que el fenómeno de la dolomitización de las calizas favorece el desarrollo de porosidad, pero en el caso que nos ocupa, es preciso estudiar las causas y la evolución del proceso, así como sus relaciones con la estratigrafía y la estructura para poder cuantificar su importancia desde el punto de vista económico.

#### TERCIARIO

Dentro de lo que se ha venido considerando como la Cuenca de Veracruz, el Terciario está pobremente expuesto en la superficie. Al referirse a los afloramientos terciarios, se les puede considerar como formando parte de dos grupos diferentes según que queden situados en la Provincia de Teziutlán o en la Provincia del Papaloapan.

En la Provincia de Teziutlán el Terciario tiene una amplia distribución en la superficie, pues está expuesto al noroeste de Tlapacoyan; al oriente de Martínez de la Torre y de Misantla hasta la línea de costa y al norte de Actopan, Ver., además de que se le conoce en algunas de las perforaciones.

Las formaciones terciarias de la Provincia de Teziutlán guardan semejanza con el Terciario de la Cuenca de Tampico-Tuxpan y así se les designa con los mismos nombres que en esa Cuenca se emplean y que son, citados de abajo hacia arriba, Chicontepec-Velasco, Aragón, Guayabal y Chapopote para el Eoceno, y Horcones y Palma Real (probablemente también Mesón) para el Oligoceno. Sólo el Mioceno, representado por las formaciones Encanto y Concepción es comparable con el Mioceno de la Provincia del Papaloapan. Esto último no es sino la consecuencia de la gran transgresión miocénica que cubrió toda la actual planicie veracruzana desde el sur del levantamiento Teziuteco

TABLA No. 7.

COLUMNA ESTRATIGRAFICA COMPUESTA, DEL TERCIARIO EN LA  
PROVINCIA DE TEZIUTLAN

| PERIODO   | FORMACION               | ESPESOR    | DESCRIPCION                                                                                        |
|-----------|-------------------------|------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------|
| MIOCENO   | Concepción              | 50-200 m.  | Lutitas gris y gris verde, más o menos arenosas. Localmente, cuerpos arenosos intercalados.        |
|           | Encanto                 | 200-300 m. | Lutita gris, poco arenosa, con delgadas intercalaciones de arena arcillosa.                        |
| OLIGOCENO | P. Real Sup.<br>(Mesón) | 400        | Lutitas y areniscas, más o menos calcáreas de colores gris a café claro.                           |
|           | Palma Real Inf.         | 450 m.     | Lutitas de color gris pardo y azul, con areniscas y arcillas calcáreas.                            |
|           | Horcones                | 350-400 m. | Lutitas de colores gris claro o verdoso con delgadas intercalaciones de arena de grano fino.       |
| EOCENO    | Chapopote               | 50-200 m.  | Margas, margas arenosas que alternan con areniscas delgadas y con arenas.                          |
|           | Guayabal                | 50-150 m.  | Lutitas y margas de color café, con concreciones ferrosas.                                         |
|           | Aragón                  | 270-400 m. | Arenas arcillosas y arcillas con delgadas intercalaciones de arena gris, café y crema.             |
|           | Chicont-Velasco         | 700-900 m. | Calcilitita verde, arenosa; margas arenosas duras y areniscas más o menos calcáreas de color azul. |



hasta la Cuenca Salina del Istmo, de manera tal que incluyó todo lo que se ha venido designando como Cuenca de Veracruz.

Para simplificar la descripción de las formaciones terciarias del área de Teziutlán y considerando que son semejantes a las de la Cuenca de Tampico-Tuxpan ya descritas, a continuación se presentará un cuadro en el que se resumen las características litológicas de la columna estratigráfica del Terciario en esta provincia. (Tabla No. 7).

En la Provincia del Papaloapan, cubierta en su mayor parte a lo largo de la planicie costera por depósitos piroclásticos y por aluviones de edad cuaternaria o reciente, los afloramientos son en verdad escasos. Ya hacia los límites de la cuenca, al poniente de Tierra Blanca, Ver., por una parte y cerca del levantamiento volcánico de los Tuxtlas y en Cuitlaxoyo y Rodríguez Clara por otra, se presentan sedimentos del Eoceno Inferior y del Oligoceno y del Mioceno, respectivamente. Esto en sí indica que dentro de la provincia del Papaloapan hubo sedimentación durante el Terciario, cosa que por otra parte ha sido demostrada por las diversas perforaciones que en ella se han hecho, sólo que los depósitos recientes, dispuestos a manera de cubierta enmascaran las formaciones terciarias subyacentes. Como característica notable del Terciario en esta parte de la Cuenca de Veracruz, cabe mencionar que las formaciones que lo representan tienen una marcada similitud litológica y faunística con las formaciones de la Cuenca Salina del Istmo, en razón de lo cual se les conoce por los mismos nombres, es decir, que en la estratigrafía terciaria de la Provincia del Papaloapan se tienen nombres de formaciones tales como La Laja, Depósito, Filisola, Concepción, etc., que son familiares en la estratigrafía del Istmo.

La columna estratigráfica compuesta del Terciario en la Provincia del Papaloapan incluye los períodos Eoceno, Oligoceno, Mioceno y Plioceno-Pleistoceno, con la salvedad de que en algunas localidades faltan ciertas partes o ciertas formaciones como consecuencia de fenómenos de erosión y/o transgresiones posteriores.

Hablando en términos muy generales, puede decirse que el Terciario se caracterizó a lo largo de casi toda la actual planicie costera de Veracruz, por movimientos epeirogénicos que dieron lugar a la formación de sedimentos de aguas poco profundas, compuestos en su mayor parte, de arcillas más o menos arenosas con intercalaciones delgadas de arenisca o de arena o bien, ocasionalmente, zonas de con-



TABLA No. 8

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA COMPUESTA DEL TERCIARIO EN LA  
PROVINCIA DEL PAPALOAPAN

| PERIODO                    | FORMACION           | ESPESOR    | DESCRIPCION.                                                                                                                              |
|----------------------------|---------------------|------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| MIOCENO                    | Filisola            | 150-200 m. | Arenas de grano fino a grueso y arcillas arenosas, color gris azul. Restos de conchas y escasos foraminíferos.                            |
|                            | Concepción Sup.     | 350-550 m. | Lutitas arenosas, color gris azul.                                                                                                        |
|                            | Concepción Inf.     | 100-225 m. | Lutita gris y gris azul, poco arenosa.                                                                                                    |
|                            | Encanto *           | 250-700 m. | Lutita gris y verdosa, poco arenosa.—Localmente se presentan, hacia la base, intercalaciones arenosas y brechosas.                        |
| OLIGOCENO **               | Depósito            |            | Lutita gris verdosa, poco arenosa.                                                                                                        |
|                            |                     | 2500 m.    | Localmente, cuerpo de conglomerado de calizas y roca ígnea de 300 m. de espesor, correlacionable con el Conglomerado Nanchital del Istmo. |
|                            | La Laja             |            | Lutita gris verdosa y verde olivo, poco arenosa. Hacia la base aumenta del porcentaje de arena y arenisca.                                |
| EOCENO<br>(indiferenciado) | Chicont-Velasco (?) | 1575 m.    | Lutitas ligeramente arenosas, con intercalaciones delgadas de arena, de caliza y de arenisca. Hacia la base, lutitas calcáreas.           |

\* La formación Encanto está ausente en la región de San Andrés Tuxtla, donde se pasa de la formación Concepción Superior al Oligoceno.

\*\* En las perforaciones de la porción occidental de la Cuenca de Veracruz se advierte una gran discordancia, pues se pasa de la formación Encanto inferior al Eoceno, al Cretácico Superior (Méndez), o bien hasta la caliza Escamela.

glomerado como el que se registró dentro del Oligoceno en el pozo Veracruz 1-A (del que se tratará más adelante), que tiene 300 metros de espesor. La última transgresión durante el Mioceno originó la formación de horizontes conglomeráticos y arenosos basales que se acuñan en general de suroeste a noreste, según lo atestiguan los pozos recientemente perforados.

Como complemento de lo expuesto en relación con el Terciario de la Provincia del Papaloapan, en la página No. 481 se presenta un cuadro en el que se resume la información estratigráfica sobre ese Período, a sabiendas de que, dada su semejanza con el Terciario de la Cuenca Salina del Istmo, donde mejor se le ha estudiado, al referirse a esta Cuenca se hará una descripción más detallada de las formaciones terciarias. (Tabla No. 8).

*Posibilidades petrolíferas del Terciario en la Cuenca de Veracruz.* Las posibilidades petrolíferas del Terciario de la Cuenca en estudio están en íntima relación, tanto con las condiciones de sedimentación que privaron durante el depósito de las diferentes rocas terciarias que se encuentran en ella, como con los movimientos tectónicos a que han estado sujetas a partir del momento de su depósito.

Considerando en primer término las características sedimentológicas se deduce que dentro de la Cuenca en estudio se tienen sedimentos susceptibles de generar hidrocarburos e igualmente se cuenta con rocas almacenantes. Dentro de los primeros pueden incluirse los potentes espesores de lutitas más o menos calcáreas del Eoceno y del Oligoceno y las series arcillosas del Mioceno.

Entre las segundas, o sea como rocas almacenadoras, se pueden contar los horizontes de clásticos que, sin ser muchos hasta la fecha los observados, se conocen a través de las diversas perforaciones llevadas a cabo en la zona de Veracruz. En relación con este último punto cabe aclarar que queda mucho por perforar en la parte oriental de dicha Cuenca, donde al menos por ahora, no puede pensarse en el Cretácico como un objetivo fácil de alcanzar.

A mayor abundamiento, en favor de la suposición de que el Terciario de la Cuenca de Veracruz tiene posibilidades petrolíferas conviene citar que en una gran parte de las perforaciones que han cortado parte de la columna terciaria se han registrado notables manifestaciones tanto de gas como de aceite; pero como argumento de más peso vale la pena mencionar que la producción de otros distritos

petroleros de México, Tabasco, la Cuenca Salina del Istmo y el Noreste de México, además de algunos pequeños campos de la Zona Norte, proviene precisamente de rocas terciarias cuya estratigrafía es comparable con la del Terciario de Veracruz.

Si bien en lo dicho se acepta implícitamente la condición de que el aceite pudiera haberse generado dentro del mismo Terciario como parece ser el caso en los campos del Sureste de México, o de los de la Cuenca de Burgos, cabe aún la posibilidad de que, aun cuando el aceite de la Cuenca de Veracruz tuviera un origen más antiguo, se le encuentre almacenado en rocas terciarias como resultado de fenómenos de migración, caso que no se discute en estas notas por no alargarlas demasiado.

El segundo punto, la influencia de la tectónica, es importante en por lo menos dos aspectos. Uno de éstos, el más evidente, es la participación que han tenido los movimientos tectónicos en la formación de trampas estructurales y el otro aspecto, menos ostensible, pero no por ello menos importante, es la influencia que dichos movimientos han ejercido sobre la sedimentación misma favoreciendo el depósito y la distribución de determinados tipos de rocas que puedan ser en unos casos rocas madre y en otros, horizontes de clásicos que, bajo ciertas condiciones, pueden constituir trampas estratigráficas.

En síntesis, el problema que surge al pensar en las posibilidades petrolíferas del Terciario es más bien el de cómo proceder en la exploración, punto que desde luego queda fuera del propósito de estas notas.

#### DESARROLLO PETROLERO DE LA CUENCA DE VERACRUZ

Si bien en la Cuenca de que se trata existen diseminadas algunas manifestaciones superficiales de hidrocarburos, — chapopoterías, exudaciones de aceite y un volcán de lodo cerca de Cocuite, conocidas probablemente desde hace más de una centuria, las exploraciones geológico-petroleras efectuadas en la región, datan apenas de fines del segundo decenio del siglo actual, época en la que se hicieron los primeros reconocimientos geológicos. Algunos años más tarde, entre 1927 y 1934 se llevaron a cabo trabajos generales de información gravimétrica con balanza de torsión, cuyos resultados pueden resumirse en cuatro puntos principales:

- 1.—En el área de Ignacio de la Llave se localizaron varios máximos gravimétricos independientes entre sí.
- 2.—Se registró un mínimo regional intenso orientado de noroeste a sureste, pasando al poniente de Cosamaloapan y de Rodríguez Clara, Ver.
- 3.—Se determinó una convergencia de gradientes hacia el macizo de San Andrés.
- 4.—Se determinaron varias anomalías separadas en el área de Rodríguez Clara.

Mientras se ejecutaban estos trabajos, en 1930 se tiraron unas líneas de sismología de refracción en Cocuite e Ignacio de la Llave, sin llegarse, por aquel entonces, a resultados definidos.

Entre 1932 y 1935 se hicieron nuevos estudios de geología superficial con los cuales finalizó la que podría considerarse como la primera etapa de exploraciones en la Cuenca de Veracruz, sin haberse descubierto ningún campo petrolero.

En cuanto a perforaciones, fueron sólo unas cuantas las realizadas en estos años, sin que, como antes se dijo, se hubiera llegado a obtener producción de hidrocarburos.

Los pozos en cuestión, Cocuite No. 1 y No. 2, Cuitlaxoyo No. 1 y Rodríguez Clara No. 1, perforados en los años de 1921, 1923, 1932 y 1933 respectivamente, no pasaron más allá de formaciones del Oligoceno. En todos ellos se registraron manifestaciones de hidrocarburos, —trazas de aceite en el pozo Cuitlaxoyo No. 1 y numerosas manifestaciones de gas en los otros pozos—, pero ninguno resultó productor por falta de formaciones almacenadoras.

La que viene a ser la segunda etapa de investigaciones en esta Cuenca se inició en 1946, año en el que una sola brigada de geología superficial llevó a cabo trabajos de reconocimiento a lo largo del frente de la Sierra, desde Playa Vicente hasta Orizaba, Ver.

Considerando que la Cuenca de Veracruz ofrecía posibilidades petroleras atractivas, se decidió intensificar las actividades exploratorias, para lo cual en mayo de 1948 se fundó la Superintendencia de Exploración de la Zona de Veracruz, fecha a partir de la cual se aumentó la exploración geológica superficial a la vez que se iniciaban trabajos de gravimetría y de sismología de reflexión en ciertas porciones de la Cuenca.

Las perforaciones en esta segunda etapa de actividades petroleras en la Cuenca de Veracruz tuvieron su principio a fines de 1950, con el Pozo Veracruz No. 1, situado a sólo 7 Km. al suroeste del Puerto de Veracruz. El pozo resultó improductivo como también lo fueron los tres siguientes, Veracruz No. 1-A, Actopan No. 1 y Angostura No. 1, y no fué sino hasta mayo de 1953 cuando al terminarse el pozo Angostura No. 2, se descubrió el primer yacimiento productor de aceite en ésta que ha venido a ser la provincia petrolera de más reciente descubrimiento en México.

La información sobresaliente en relación con esos cinco primeros pozos puede resumirse de la siguiente manera:

| Pozo         | Método de Localización. | Terminado en: | Prof. Total en Mts. | Resultado                                                      |
|--------------|-------------------------|---------------|---------------------|----------------------------------------------------------------|
| Veracruz 1   | Sismología              | Enero 1951    | 1488.5              | Improductivo                                                   |
| Veracruz 1-A | Sismología              | Agosto 1951   | 3007.5              | Improductivo                                                   |
| Actopan 1    | Geol. Superficial       | Abril 1952    | 2834.0              | Improductivo                                                   |
| Angostura 1  | Sismología              | Marzo 1953    | 2787                | Improductivo                                                   |
| Angostura 2  | Sismología              | Mayo 1953     | 1354.4              | Productor de aceite, 1300 barriles/día, por estrang. de 10 mm. |

*Pozos Veracruz 1 y 1-A.*—Ambos se encuentran a 7 Km al S.W. del Puerto de Veracruz, Ver., en la parte norte de la provincia del Papaloapan. Su localización fué definida por medio de trabajos de sismología de reflexión.

La perforación del primero de éstos se suspendió a la profundidad de 1488.3 mts. a causa de un accidente mecánico.

El pozo Veracruz 1-A se perforó a 50 mts. del primero. Alcanzó una profundidad total de 3007.5 metros.

La secuencia estratigráfica cortada por este pozo es la siguiente:



| FORMACION                                     | CIMA        |
|-----------------------------------------------|-------------|
| Reciente                                      | Aflora      |
| Mioceno <i>Sup. indiferenciable</i>           | 35 m.       |
| Mioceno <i>Concepción Superior</i>            | 195 m.      |
| Mioceno <i>Concepción Inferior</i>            | 770 m.      |
| Mioceno <i>Encanto</i>                        | 865 m.      |
| Oligoceno <i>Depósito</i>                     | 1080 m.     |
| Oligoceno <i>Serie Arenoso-conglomerática</i> | 1428 a 1700 |
| Oligoceno <i>La Laja</i>                      | 1812        |
| Profundidad total                             | 3007.5 m.   |

Aunque resultaron improductivos, estos pozos proporcionaron información valiosa respecto a la estratigrafía de la región poniendo de manifiesto en primer término, el gran espesor del Oligoceno, así como la existencia de una serie de arenas conglomeráticas en este Período, rocas que pueden eventualmente convertirse en almacenadoras de hidrocarburos, dado que poseen buenas condiciones de porosidad y permeabilidad.

En ambos pozos se registraron manifestaciones de gas en delgados lechos arenosos de la formación Encanto, así como en las arenas conglomeráticas del Oligoceno.

*Pozo Actopan 1.*—Quedó localizado a 65 Km al SW del Puerto de Veracruz y a 28 kilómetros al oriente de la Ciudad de Jalapa, Ver. Fisiográficamente, se encuentra hacia la parte sur de la Provincia de Teziutlán.

Su localización y perforación se decidió como consecuencia de los trabajos de geología superficial desarrollados en los años de 1949-1950 en la región de Chavarillo-Actopan-Chiconquiaco, de acuerdo con los cuales en el lugar de la perforación existe un anticlinal orientado de noroeste a sureste, de cierre no perfectamente definido, abierto en rocas del Mioceno, a lo largo del cual se conocen, sobre la zona axial, algunas exudaciones de aceite.

Al suroeste de Chavarillo se encuentra una sierra estructural formada por rocas del Albiano, de tipo arrecifal, que contienen un horizonte de gran porosidad. Se esperaba, y así ocurrió según lo demostró

la perforación, que este horizonte se extendiera en el subsuelo hacia el norte hasta la región de Actopan.

El pozo Actopan No. 1 resultó improductivo. No obstante, fué el primero en señalar las posibilidades petrolíferas del Cretácico en la Cuenca de Veracruz, ya que en él se encontraron calizas arrecifales a los 1,560 metros b.n.m., con algunas manifestaciones de hidrocarburos.

Contando con esta información se decidió perforar a continuación en otros lugares donde el factor estructura estuviese mejor definido, pero teniendo como objetivo las calizas descubiertas en Actopan. Fué así como se propuso perforar posteriormente en la región de Angostura, a lo que se hará referencia en las próximas páginas.

#### CAMPOS PETROLEROS DE LA CUENCA DE VERACRUZ

Dentro de la Cuenca de Veracruz se tienen hasta la fecha 3 campos petroleros: Angostura, Casa Blanca y Tres Higueras, que quedan situados en la Provincia del Papaloapan. (Figura No. 19).

La producción de petróleo obtenida hasta la fecha en esta cuenca proviene invariablemente de sedimentos cretácicos, ya sea de la formación Méndez o de la formación Escamela. Las rocas productoras son, en el primer caso brechas calcáreas y en el segundo, calizas sumamente fracturadas.

Las formaciones cretácicas que producen petróleo en los campos de la zona pueden alinearse burdamente a lo largo de franjas paralelas a los plegamientos de la Sierra que forman el límite occidental de la Cuenca de Veracruz. Las franjas están separadas, al parecer, por zonas de falla longitudinales que dan lugar a la formación de bloques estructurales alargados, de dirección NW-SE, más profundos cuanto más al oriente se encuentran. Dentro de lo que puede considerarse como la primera faja, que es la occidental, se encuentran los campos de Tres Higueras y de Casa Blanca, donde la caliza productora está a una profundidad de 400 a 550 metros bajo el nivel del mar.

En esta primera faja las calizas cretácicas están cubiertas en discordancia por sedimentos areno-arcillosos del Mioceno inferior (formación Encanto).

Dentro de la franja siguiente, situada al oriente de la primera, se encuentra el campo de Angostura, donde las formaciones produc-



Figura No. 19.

toras, —brechas de la formación Méndez y la caliza Escamela—, aparecen a una profundidad media de 1,100 y 1,300 metros bajo el nivel del mar respectivamente.

La columna estratigráfica de esta segunda porción es menos incompleta que en el caso anterior, pues sobre la formación Méndez del Cretácico superior se encuentra una delgada sección de sedimentos del Eoceno, los que a su vez están cubiertos en discordancia por el Mioceno inferior.

Las dos franjas descritas tienen en común el hecho de que en ambas las calizas se profundizan hacia el sureste.

Al oriente de éstas se localiza una tercera franja, no productiva hasta la fecha, dentro de la cual la secuencia estratigráfica conocida incluye sedimentos del Mioceno, del Oligoceno y del Eoceno, aparentemente en concordancia, considerándose que el Cretácico deberá estar a más de 4,000 metros de profundidad. En consecuencia, las posibilidades petrolíferas de esta tercera zona quedan, por ahora, restringidas al Terciario, dentro del cual se han registrado manifestaciones de gas y de aceite en algunos pozos, si bien no se cuenta con rocas almacenadoras.

Refiriéndose a los campos de la Cuenca de Veracruz en sí, puede resumirse lo siguiente:

### *Campo de Angostura*

*Localización.*—Queda situado a 65 Km. al sur-suroeste del Puerto de Veracruz. Los campos productores de petróleo más próximos, los de la Cuenca Salina del Istmo y el de Poza Rica, Ver., se encuentran a 215 y a 250 Km. del campo de Angostura, respectivamente. (Fig. No. 17).

*Descubrimiento.*—La estructura sobre la cual se encuentra el campo de Angostura fué descubierta por medio de trabajos de sismología a reflexión efectuados en esa región en 1952.

El primer pozo perforado lo fué el Angostura No. 1, terminado en marzo de 1953, que resultó improductivo a causa de que resultó bajo estructuralmente. Está situado sobre el flanco suroccidental de la estructura.

El pozo descubridor del campo lo fué el Angostura No. 2, que fué terminado el 25 de mayo de 1953. Alcanzó una profundidad de

1,354.4 metros y resultó productor de aceite en el intervalo 1,335-1,354.4, dentro de las calizas Escamela del Cretácico.

Su producción inicial fué de 1,300 barriles de aceite por día a través de un estrangulador de 10 milímetros.

*Estructura*.—El campo de Angostura está situado sobre un anticlinal orientado de noroeste a sureste, ligeramente asimétrico, siendo su flanco oriental el de mayor pendiente. La estructura parece estar afectada por fallas longitudinales que la limitan tanto por el poniente como por el oriente.

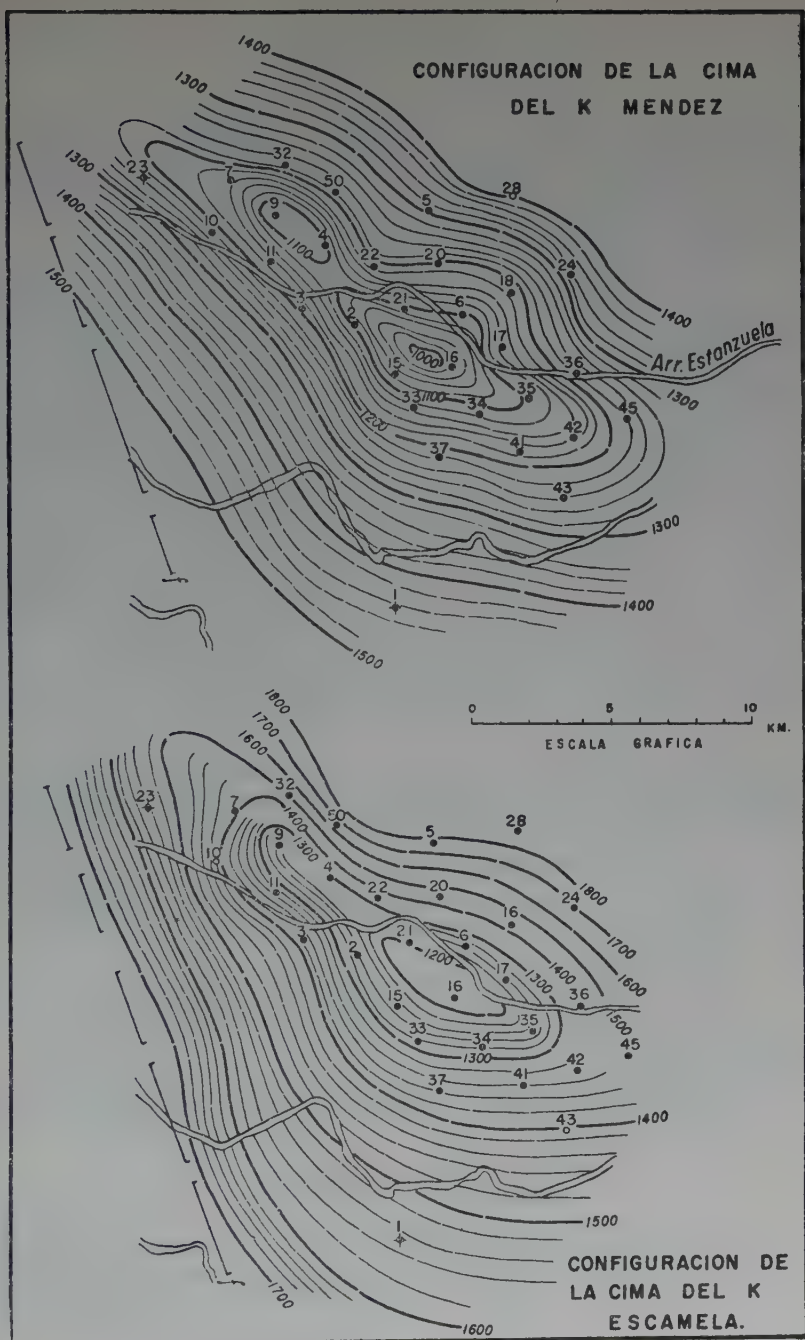
El cierre estructural en las rocas productoras es del orden de los 220 metros en la formación Méndez y de 300 metros en la caliza Escamela. (Fig. No. 20).

*Estratigrafía*.—En la región de Angostura afloran rocas piroclásticas y depósitos de acarreo fluvial de edad reciente, que tienen un espesor entre 50 y 80 metros. Debajo de estas capas se encuentran sedimentos del Mioceno, del Terciario inferior y del Cretácico. Es notable la existencia de una discordancia entre el Terciario inferior y el Mioceno.

La columna estratigráfica general del área de Angostura incluye las siguientes formaciones:

| Formación                                              |                       | Espesor Medio en Metros. |
|--------------------------------------------------------|-----------------------|--------------------------|
| RECIENTE.—Depósitos piroclásticos y de acarreo fluvial |                       | 60                       |
| MIOCENO                                                | { Concepción Superior | 240                      |
|                                                        | { Concepción Inferior | 150                      |
|                                                        | { Encanto             | 700                      |
| DISCORDANCIA                                           |                       |                          |
| EOCENO                                                 | Velasco               | 100                      |
| CRETÁCICO                                              | { Méndez              | 180                      |
|                                                        | { Escamela            | más de 1200              |





CAMPO DE ANGOSTURA, VER.

Figura No. 20.

Los sedimentos terciarios están constituídos en general por arcillas, arenas y lutitas arenosas. Los del Cretácico se componen de margas, de brechas y de calizas de colores gris y crema, masivas, fracturadas en parte. Las margas y las brechas corresponden a la formación Méndez y las calizas a la formación Escamela.

*Horizontes productores.*—La producción del campo de Angostura se obtiene de dos diferentes zonas que pertenecen, una a la formación Méndez y la otra a la formación Escamela. En el primer caso se trata comúnmente de dos y en algunas ocasiones tres horizontes de brechas calcáreas de 5 a 20 metros de espesor, en matriz margosa. En el segundo caso se trata de calizas masivas muy fracturadas con vetillas de calcita, de colores gris y café, este último debido a la impregnación de hidrocarburos. La producción de aceite en las calizas Escamela se obtiene precisamente de la parte superior, de manera que la mayor parte de los pozos productores en las calizas Escamela apenas si penetran unos cuantos metros en ellas, siendo sólo unos cuantos los pozos que se han profundizado 200 a 300 metros más con miras a explorar las posibilidades petrolíferas de los horizontes subyacentes.

*Pozos Perforados. Producción.*—Hasta fines del mes de junio de 1956 habían sido perforados 28 pozos en el campo, 23 de los cuales resultaron productores. De estos 23, 12 producen en la formación Méndez y 11 en la caliza Escamela.

La producción inicial de los diferentes pozos del campo ha variado de 300 a 4,900 barriles de aceite por día, a través de estrangulador de 10 milímetros.

La producción correspondiente a 1955 fué de 2.425,286 barriles.

La producción acumulativa hasta diciembre de 1955 es de . . . . 2.936,189 barriles de aceite.

El petróleo que se produce en Angostura tiene un peso específico medio de 0.95 a 20° C.

### *Campo de Casa Blanca.*

Fué éste el segundo campo descubierto en la Cuenca de Veracruz.

*Localización.*—Está situado a 61 kilómetros al suroeste del faro el Puerto de Veracruz y queda a unos 15 Km. al noroeste del campo de Angostura.

*Descubrimiento.*—La perforación de los pozos Casa Blanca se decidió como resultado de la exploración sismológica efectuada a fines de 1952 en el área situada al oriente de la carretera que va de Tinajas a Tierra Blanca, Ver., trabajo que reveló la existencia en un plegamiento regional orientado de NNW a SSE con varias culminaciones, una de las cuales se denominó Casa Blanca. En ésta la caliza se encontraba, según la información sismológica, a 600 ó 650 metros de profundidad, cosa que en efecto se comprobó con el pozo Casa Blanca No. 1, que la alcanzó a los 640 metros de profundidad.

El pozo descubridor del campo lo fué el Casa Blanca No. 2, terminado en febrero de 1954. Previamente había sido perforado el antes citado pozo Casa Blanca No. 1 que, aunque resultó improductivo, tuvo varias manifestaciones de aceite y además, encontró la cima de la caliza Escamela 690 metros más alta que en pozo Angostura No. 2 antes descrito.

El pozo Casa Blanca No. 2 alcanzó una profundidad total de 680.4 metros. Su producción inicial fué de 30 barriles de aceite por día, provenientes de la parte superior de la caliza Escamela.

*Estructura.*—El alto estructural de Casa Blanca, orientado de NNW a SSE, forma parte de un plegamiento regional de igual orientación, que queda situado dentro de la primera de aquellas franjas longitudinales mencionadas unas páginas antes.

La estructura de Casa Blanca está afectada en su flanco occidental por una falla longitudinal con bajo hacia el poniente. Los pozos productores están situados precisamente hacia el oriente de esta falla, sobre la cima y en el flanco oriental del anticlinal.

*Estratigrafía.*—El área que ocupa el campo de Casa Blanca está cubierta por materiales de edad reciente, tanto de acarreo fluvial como piroclásticos.

La columna estratigráfica conocida a través de las perforaciones es la siguiente:

| RECIENTE | Formación                    | Espesor medio. |   |
|----------|------------------------------|----------------|---|
|          |                              | 50 mts.        |   |
| MIOCENO  | <i>Medio indiferenciable</i> | 125            | „ |
|          | <i>Concepción Superior</i>   | 100            | „ |
|          | <i>Concepción Inferior</i>   | 130            | „ |
|          | <i>Encanto</i>               | 250            | „ |

## D I S C O R D A N C I A

|           |                 |      |     |                                                             |
|-----------|-----------------|------|-----|-------------------------------------------------------------|
| Cretácico | <i>Escamela</i> | 6    | (+) | Fué este el espesor observado en el pozo Casa Blanca No. 1. |
|           | <i>Méndez</i>   | 1895 | (+) |                                                             |

Los sedimentos terciarios están constituídos en general por arcillas, arenas y lutitas arenosas. Los sedimentos del Cretácico se componen de brechas y margas los de formación Méndez y de calizas de colores gris a crema, fracturadas, los de la formación Escamela.

*Pozos Perforados.* Hasta fines de junio de 1956 se habían perforado 6 pozos, de los cuales 3 resultaron productores. En todos los casos la producción se obtiene de las calizas Escamela del Cretácico.

El aceite producido en Casa Blanca tiene un peso específico de 0.815 a 20° C.

*Campo de Tres Higueras.*

*Localización.*—Queda situado a 45 Km. al suroeste del Puerto de Veracruz. Referido a los campos de Angostura y de Casa Blanca, queda situado a 42 y 29 kilómetros al noroeste de cada uno de ellos respectivamente.

*Descubrimiento.*—El área donde se encuentra el campo de Tres Higueras está cubierta por sedimentos de edad reciente que obstaculizan el desarrollo de trabajos geológicos superficiales. Por tal razón, fué preciso recurrir a la exploración indirecta, razón por la cual se decidió aplicar el método gravimétrico en esta región. Como conse-



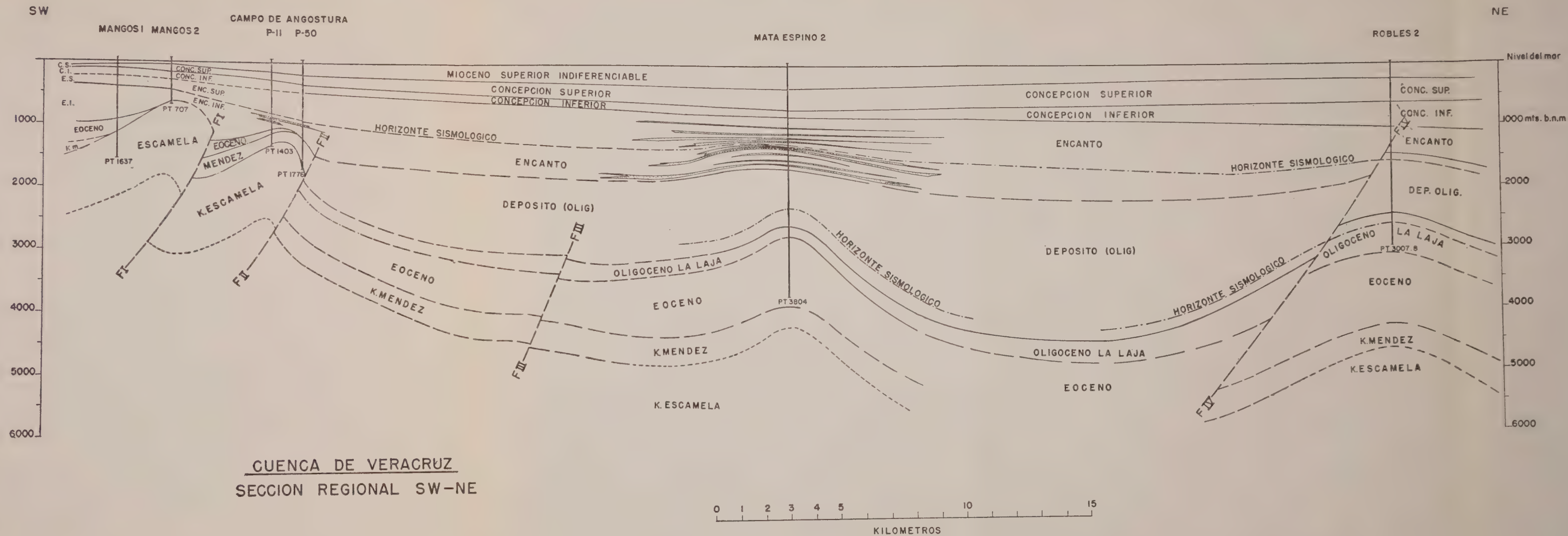


Figura No. 21.





cuencia de este trabajo efectuado en la porción occidental de la Cuenca de Veracruz en los años de 1948 y 1949 se descubrieron varios máximos residuales que se orientan en general de noroeste a sureste, dirección que guarda paralelismo con los plegamientos determinados por el método geológico superficial en las estribaciones de la Sierra Madre Oriental.

Sabiendo, por haberlo así demostrado los trabajos sismológicos posteriores efectuados en otras partes de la Cuenca de Veracruz, la correspondencia que existe en el subsuelo entre los máximos residuales y los anticlinales, se decidió probar el máximo residual de Tres Higueras, mediante la perforación de un pozo de exploración.

El pozo descubridor del campo lo fué el Tres Higueras No. 1, terminado en abril de 1955 a la profundidad de 538.7 metros. Resultó productor de aceite en el intervalo 534-538, dentro de la formación Escamela del Cretácico. Su producción inicial fué de 410 barriles de aceite por día a través de un estrangulador de 6 milímetros.

*Estructura.*—La estructura sobre la cual se encuentra el campo de Tres Higueras es un anticlinal asimétrico orientado de noroeste a sureste, que está afectado en su flanco occidental por una falla longitudinal, posiblemente inversa, que da lugar a que se formen dos culminaciones, una a cada lado de la falla. La estructura puede en realidad ofrecer más complicaciones que las señaladas en la figura, ya que se trata de un pliegue que puede llegar a ser recumbente y que está situado en el área frontal de la Sierra Madre Oriental donde, según se ilustra en la sección de la figura No. 21, se presentan complicaciones tectónicas como resultado del empuje de la cadena orogénica hacia el oriente, que comprimieron y plegaron los sedimentos del Cretácico superior y del Terciario inferior antes de la gran trasgresión miocénica ya mencionada en páginas precedentes.

*Estratigrafía.*—En la superficie afloran depósitos piroclásticos y aluviones. A través de las perforaciones se conoce la siguiente columna estratigráfica.

| Formación |                            | Espesor Medio<br>en Metros. |
|-----------|----------------------------|-----------------------------|
| RECIENTE  |                            | 100                         |
| MIOCENO   | indiferenciable            | 120                         |
| "         | <i>Concepción Superior</i> | 180                         |
| "         | <i>Concepción Inferior</i> | 125                         |
| "         | <i>Encanto</i>             | 80                          |

## DISCORDANCIA

CRETACICO *Escamela* 50 + (Espesor cortado por el pozo Tres Higueras No. 2).

Como puede verse, sobre los sedimentos cretácicos descansan rocas del Mioceno inferior, lo que implica la existencia de una gran discordancia.

Los sedimentos del Terciario están constituídos por arcillas, arenas y lutitas arenosas. Los del Cretácico están representados por calizas fracturadas, que son precisamente los que resultaron productores de aceite.

*Pozos Perforados. Producción.*—Hasta junio de 1956 se habían perforado 18 pozos, de los cuales 12 resultaron productores. La producción se obtiene de la parte superior de la caliza Escamela del Cretácico.\*

El peso específico del aceite de Tres Higueras es de 0.9 a 23° C.

---

\* Se cree que en uno de los pozos del campo, el Tres Higueras No. 12, produce no en las calizas Escamela, sino en una zona de brechas de la Formación Encanto (Mioceno) que cubre a dichas calizas. En cualquier caso se considera, sin embargo, que el aceite proviene de las calizas y que de manera incidental está dentro de tal zona de brechas.

## IV.—ZONA SUR

INTRODUCCIÓN.—La región de México que generalmente se conoce con el nombre de Zona Sur en la literatura geológica del país, incluye, geográficamente, el extremo del Estado de Veracruz la parte oriental del Estado de Oaxaca, los Estados de Tabasco, Chiapas, Campeche, Yucatán y el territorio de Quintana Roo. La región en cuestión está limitada al poniente por el meridiano  $95^{\circ}$  al W de Greenwich



Figura No. 22.

y cubre en total una superficie de unos 265,000 kilómetros cuadrados.

Dentro de tan vasta superficie se pueden delimitar dos grandes áreas, una petrolífera y la otra potencialmente petrolífera. (Fig. 22).

En este trabajo se dará atención preferente a la primera de estas áreas, tratando la otra sólo de modo general al hacer referencia a la fisiografía y a la geología.

Dentro del área petrolera de la Zona Sur se cuenta en la actualidad con dos diferentes distritos productores de hidrocarburos, la Cuenca Salina del Istmo y la Cuenca de Macuspana-Campeche, situadas la primera al poniente de la segunda.

Entre ambas cuencas, separando una de la otra, existe un macizo sepultado (Macizo de Jalpa) cuya existencia se infiere por los resultados de los trabajos geofísicos desarrollados al oriente de la Cuenca Salina y porque en la parte occidental de la Cuenca de Macuspana Campeche, sobre lo que viene a ser el flanco oriental del supuesto macizo, existen pliegues intensos desarrollados en las formaciones del Mioceno.

Estas cuencas serán tratadas por separado a fin de hacer más clara la exposición.

#### A. CUENCA SALINA DEL ISTMO

**SITUACIÓN GEOGRÁFICA.**—En la porción norte del Istmo de Tehuantepec que cubre el extremo sur del Estado de Veracruz y en la parte noroccidental del Estado de Tabasco se encuentra la zona petrolífera conocida con el nombre de Cuenca Salina del Istmo. Su nombre se debe a la circunstancia de que en esta región se han encontrado importantes depósitos salinos en el subsuelo.

**LÍMITES.**—Aun cuando los límites de la Cuenca Salina, especialmente el oriental, no están perfectamente establecidos, pueden considerarse como tales de una manera general, los siguientes: por el poniente y suroeste, el Macizo de San Andrés y la Cuenca de Veracruz; al sur los plegamientos frontales de la Sierra, siguiendo una línea imaginaria que pasara al sur de El Juile, el Cerro Manatí, La Encantada, Las Limas y el Cerro Pelón, puntos situados dentro de la parte sur del Estado de Veracruz. El límite norte quedaría bajo las aguas del Golfo de México, más allá de la actual línea de costa. El límite oriental es el más impreciso ya que se desconoce hasta dónde, por ese lado, se prolonga la Cuenca Salina. Hasta hace algunos años se consideraba que el límite oriental se encontraba a unos 15 kilómetros al oriente del río Tonalá, pero al haberse descubierto sal en algunas perforaciones más allá de ese límite se ha modificado el criterio anterior, suponiéndose en la actualidad que la Cuenca Salina se extiende más hacia el oriente adentrándose en el territorio del Estado de Tabasco, según se ilustra en la figura No. 23. De esta manera,



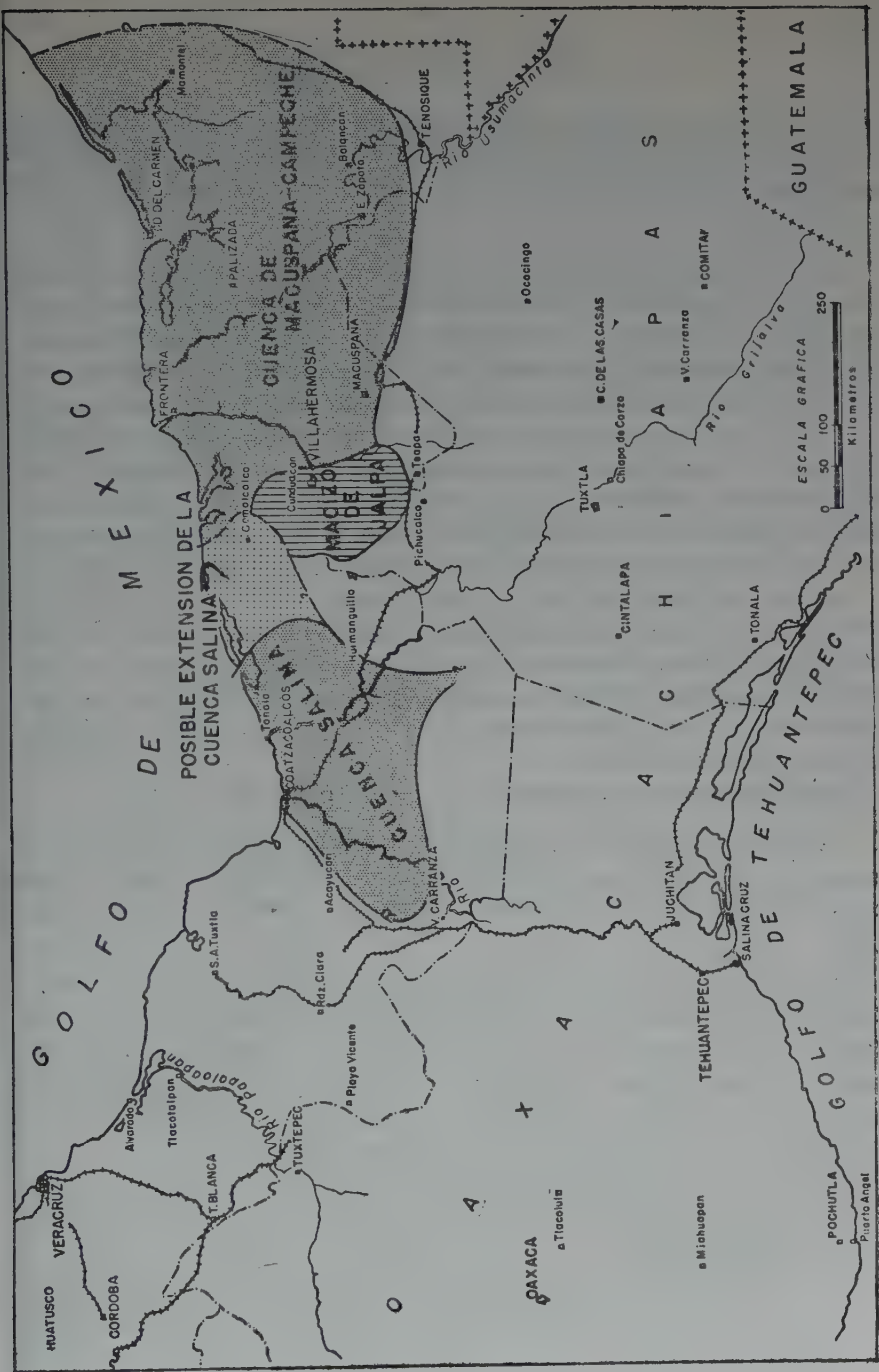


Figura No. 23.

la Cuenca Salina del Istmo comprende una superficie de 15,000 kilómetros cuadrados aproximadamente, en la cual, en ciertas etapas de su historia geológica hubo condiciones propicias para el depósito de evaporitas.

**FISIOGRAFÍA E HIDROGRAFÍA.**—El área en consideración forma parte de la planicie costera del Golfo de México; en ella predominan terrenos bajos y pantanosos con algunos lomeríos. La plataforma continental, de pequeña pendiente, se prolonga varios kilómetros mar adentro, siendo común encontrar barras arenosas paralelas a la costa.

Hacia la parte sur del territorio que comprende la Cuenca Salina del Istmo se encuentran algunas prominencias topográficas de flancos escarpados, entre los que pueden citarse los cerros de La Encantada, el Manatí, el Cerro Pelón y el Cerro Jimbal, este último con una altura de aproximadamente 600 metros sobre el nivel del mar.

La red hidrográfica de la porción norte del Istmo de Tehuantepec pertenece a la vertiente del Golfo de México. Las principales corrientes fluviales las constituyen: el río Coatzacoalcos, con sus afluentes Coachapa y Uzpanapa, además de un sinnúmero de arroyos tributarios y el río Tonalá con sus afluentes los ríos Zanapa, Tancochapa, y el río Blasillo.

Todos estos ríos son navegables en gran parte de su curso.

**RESUMEN GEOLÓGICO.**—Dentro de la Cuenca Salina del Istmo se encuentran afloramientos de rocas sedimentarias cuya edad va del Triásico-Jurásico (?) al Reciente. No existen afloramientos de rocas ígneas.

Las rocas ígneas se localizan fuera de los límites de la Cuenca, estando representadas hacia el sur, por rocas intrusivas de tipo granítico principalmente, las que, sumadas a un conjunto de rocas metamórficas posiblemente paleozoicas, constituyen lo que se llama la Sierra Madre del Sur, elemento orogénico de gran importancia en la formación y en la tectónica de la Cuenca Salina.

Al poniente se encuentran las rocas ígneas, —intrusivas y efusivas—, del Macizo de San Andrés, citadas anteriormente al hablar de la Cuenca de Veracruz.

Los sedimentos expuestos en la Cuenca Salina están dispuestos de tal manera que las rocas más antiguas se encuentran hacia la margen sur, siendo en lo general más y más jóvenes a medida que se avanza

hacia el norte o lo que es lo mismo, corresponden en general a una serie fundamentalmente regresiva, con algunos cortos períodos de transgresión.

El elemento geológico positivo de mayor antigüedad en el Istmo (y también en Chiapas) lo constituye la Sierra Madre del Sur, sobre la cual, en el extremo sureste del Estado de Chiapas, descansan sedimentos paleozoicos. Hacia el poniente, todavía en territorio chiapaneco y también en la parte sur de la Cuenca Salina, en la región que corresponde al actual antepaís ístmico, se encuentran sedimentos del Jurásico superior sobre rocas graníticas.

La historia geológica del Mesozoico inferior de la Cuenca Salina es aún poco conocida, considerándose que existió un mar prácticamente cerrado dentro del cual se depositaron grandes cantidades de evaporitas que dieron, posteriormente, origen a los domos salinos de la región.

En el Jurásico superior empezó una transgresión general del mar hacia el sur, que avanzó más allá del borde sur de la Cuenca Salina.

Durante el Cretácico inferior el mar avanzó hacia el sur hasta alcanzar la margen norte del actual Macizo de Chiapas y durante el Cretácico Medio el mar llegó aún a cubrir dicho Macizo.

En la mayor parte del Cretácico las condiciones de sedimentación fueron tales que los depósitos principales resultaron ser calizas, que no siempre muestran buena estratificación.

Mientras al sur de la Cuenca Salina se depositaban grandes espesores de calizas durante el Cretácico medio, la parte que corresponde propiamente a la Cuenca Salina parece haberse encontrado en estado de emersión, ya que no se conocen dentro de ella sedimentos de aquella edad, además de que en ciertas partes de la Cuenca Salina del Istmo se advierte una discordancia durante el Cretácico. Se le encuentra bien marcada en la región de Cerro Pelón, Ver., donde las lutitas de la formación Méndez del Cretácico Superior yacen en transgresión sobre la caliza Chinameca del Jurásico superior-Cretácico inferior. La discordancia está marcada, asimismo, por una brecha calcárea basal.

En la región de Chinameca, Ver. (al este-sureste de Minatitlán, Ver.) y en Almagres, la alteración de las rocas del Jurásico y Cretácico inferior en depósitos de laterita indica la existencia de una antigua superficie terrestre, sobre la cual descansan discordantemente sedimentos más jóvenes.

Hacia fines del Cretácico hubo un cambio en las condiciones de sedimentación, depositándose entonces, tanto en la Cuenca Salina como fuera de ella, grandes espesores de lutita (formación Méndez).

Los sedimentos subsecuentes al depósito de la formación Méndez, es decir, los del Terciario inferior, están representados por lutitas sobre las que se encuentran potentes cuerpos de conglomerado que marcan otro cambio en las condiciones de sedimentación. Es evidente que antes de que se depositaran los conglomerados del Eoceno y del Oligoceno las sierras de las cuales se derivaron sus constituyentes deben haber estado elevadas y sujetas a una fuerte denudación.

El Oligoceno corresponde en general a un período de sumersión, siendo las series lutíticas Depósito y La Laja (que serán descritas en el Resumen Estratigráfico), las de mayor espesor en la Cuenca Salina. Durante este período hubo a su vez repetidos movimientos de ascenso y descenso, —verdaderas pulsaciones—, según lo atestiguan los diversos horizontes de areniscas o de conglomerados existentes en el Oligoceno.

Durante el Oligoceno superior (formación Depósito) se inició la sumersión de toda la parte norte del Istmo, sumersión que se acentuó durante el Mioceno inferior.

Hacia fines del Mioceno inferior hubo un movimiento plegante de gran extensión que se manifiesta por una amplia discordancia en la base de la formación Concepción superior.\* La discordancia es más apreciable en la parte occidental del Istmo.

Al Mioceno medio y el superior corresponden dos ciclos de sedimentación. El más antiguo se inició con el depósito de las lutitas fosilíferas de la formación Concepción superior (parte superior del Mioceno inferior) que pasan gradualmente a la arenisca marina de la formación Filisola y después de los depósitos de aguas salobres a la formación Paraje Solo (Mioceno Medio).

Hacia fines del Paraje Solo debe de haber habido un período de sumersión al E.S.E. de Coatzacoalcos, Ver., terminando con ello el primer ciclo de sedimentación e iniciándose el segundo. Este comenzó con el depósito de las lutitas marinas fosilíferas de la formación Agueguexquite (parte inferior del Mioceno superior), seguido por la sedimentación de arenas marinas y de sedimentos salobres de la misma

---

\* A fin de familiarizarse con la posición relativa que guardan las diferentes formaciones terciarias de la Cuenca Salina del Istmo que se citan, se recomienda ver la tabla estratigráfica que se presenta en la página número 505.



formación Agueguexquite en sus partes media y superior respectivamente para terminar con la formación Cedral (Mioceno Superior) de aguas salobres. La sección esquemática de la figura No. 24 ilustra la disposición general de los sedimentos de la Cuenca Salina.

El aspecto tectónico puede resumirse como sigue:

Los elementos tectónicos que bordean la Cuenca Salina del Istmo son tres:

- 1.—El protoje de la Sierra Madre cristalina, en el sur.
- 2.—El Macizo de San Andrés Tuxtla, por el noroeste.
- 3.—El Macizo de Jalpa, por el oriente.

Es probable que estos dos últimos elementos existiesen ya durante el Mesozoico.

Las condiciones estructurales de la Cuenca Salina parecen ser el resultado de sucesivos desplazamientos del Macizo de Chiapas hacia el norte, iniciados a principios del Terciario, que produjeron pliegues y fallas en el límite de la Cuenca con el Macizo de San Andrés así como en el extremo austral, debido al empuje al avanzar el frente de la cordillera de Chiapas. Fué entonces cuando la sal empezó a introducirse a través de los pliegues incipientes y las fallas; pero más tarde, durante el Oligoceno, otros movimientos y el gradual hundimiento de la Cuenca dieron lugar a la intrusión de las masas salinas, las cuales en algunos casos estuvieron activas hasta fines del Mioceno (Fig. No. 25). Los movimientos póstumos del Mioceno y los post-miocénicos fueron muy intensos, plegando y afallando los sedimentos del Mioceno. Estos movimientos se pueden deducir tanto por los estudios de geología superficial como por la variación de espesores de los depósitos del Mioceno, según se ha observado por medio de trabajos de geología de subsuelo, los que indican que sobre la culminación de las estructuras salinas, los espesores de los sedimentos son muy reducidos. La referida reducción de espesores puede explicarse en unos casos por reducción original del depósito sobre el domo salino y en otros, por la intrusión de la sal. La reducción de depósitos refleja las fases del plegamiento que pueden seguirse en las regiones que rodean la Cuenca Salina del Istmo. Se supone que los movimientos de plegamiento dieron lugar al flujo de la sal hacia el centro de los anticlinales, lo que a su vez favoreció periódicamente al arqueamiento de las formaciones sobre la sal.



En los domos salinos, la culminación y las áreas inmediatas, en sus flancos, representan zonas de extrema movilidad, donde es frecuente advertir diversos tipos de fallas.

Los depósitos salinos y las estructuras a que dieron lugar en el Istmo son de gran importancia desde el punto de vista petrolero, puesto que todos los campos de la Cuenca Salina, así los abandonados como los que se encuentran en explotación actualmente, están íntimamente relacionados con las estructuras salinas como se verá en detalle al describir en las páginas próximas, los campos del Istmo.

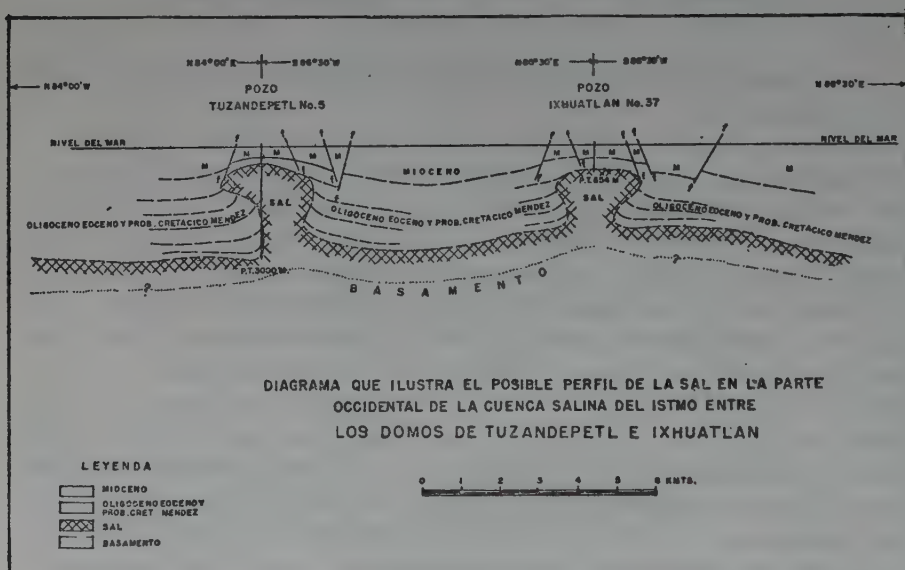


Figura No. 25.

Otro aspecto interesante de los domos salinos de la parte occidental del Istmo, es su asociación con los yacimientos de azufre, elemento que se encuentra en el casquete de evaporitas (cap-rock) de algunos de ellos y cuya explotación industrial es de gran importancia a pesar de ser relativamente reciente dentro de la República Mexicana.

RESUMEN ESTRATIGRÁFICO.—La secuencia estratigráfica conocida en la Cuenca Salina del Istmo comprende sedimentos cuya edad se remonta al Triásico-Jurásico y que llegan hasta el Reciente según se

TABLA No. 9.

## TABLA ESTRATIGRAFICA DE LA CUENCA SALINA DEL ISTMO

| ERA       | PERIODO     | ETAPA                         | FORMACION — LITOLOGIA                                                                                                                  | Espesor medio en Mts. |
|-----------|-------------|-------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|
| TERCIARIO | PLEISTOCENO |                               | Aluvión, arenas de playa y depósitos de río                                                                                            | 2-40                  |
|           | PLIOCENO    |                               | <i>Serie Acalapa</i> .—Cgl. arenisca, arena y arcillas                                                                                 | 150                   |
|           | MIOCENO     | Superior                      | <i>Cedral</i> . Arcillas, arenas y gravas                                                                                              | 150                   |
|           |             |                               | <i>Agueguexquite</i> { Sup. Sedim. salobres<br>Med. arenas marinas<br>Inf. Lutitas marinas                                             | 500                   |
|           |             | Medio                         | <i>Paraje Solo</i> Arenas de agua dulce y salobre, lutitas y gravas.                                                                   | 600                   |
|           |             |                               | <i>Filisola</i> Arenas marinas                                                                                                         | 400                   |
|           |             | Inferior                      | <i>Concepción Sup.</i> Lutitas marinas, arenas y areniscas                                                                             | 250                   |
|           |             |                               | <i>Concepción Inf.</i> Lutitas y arenas                                                                                                | 300                   |
|           |             |                               | <i>Encanto</i> Lutitas y arenas                                                                                                        | 500-800               |
|           | OLIGOCENO   |                               | <i>Depósito</i> Lutitas, areniscas y tobas                                                                                             | 2000                  |
|           |             |                               | <i>Congl. Nanchital</i> (Local)                                                                                                        | 500                   |
|           |             |                               | <i>La Laja</i> . Lutitas y margas con arenas y tobas                                                                                   | 1400                  |
|           | EOCENO      |                               | <i>Lutitas Nanchital</i> .<br>Cgl. Uzpanapa<br>150                                                                                     | 500-900               |
| MESOZOICO | CRETACICO   | Superior                      | <i>Méndez</i> Margas                                                                                                                   | 600-900               |
|           |             | Medio                         | <i>Caliza Sierra Madre</i> Calizas (Ausente en la parte central de la Cuenca. Aflora en el frente de la Sierra).<br>discordancia local | 1600                  |
|           |             |                               | <i>Caliza Chinameca</i>                                                                                                                | 300                   |
|           | JURASICO    | Portlandiano<br>Kimmeridgiano | Caliza bituminosa en capas delgadas                                                                                                    |                       |
|           |             | Oxfordiano<br>Divesiano       | <i>Formación Salina</i>                                                                                                                |                       |
|           | TRIASICO    |                               | Conglomerados, areniscas y arenas                                                                                                      | 900+                  |

indica en la Tabla No. 9. Se les ha estudiado a favor del desarrollo petrolero de la región, razón por la cual las formaciones mejor conocidas son precisamente aquellas que tienen importancia económica inmediata, que son las del Mioceno.

Con la información de que se dispone se puede establecer la columna estratigráfica que se presenta en la tabla antes citada.

En las páginas siguientes se presenta una descripción sucinta de la estratigrafía en la Cuenca Salina del Istmo.

### *Triásico-Jurásico.*

*Formación Salina.*—Se le conoce también localmente con el nombre de *Lechos Rojos*.

Las principales localidades de la Cuenca Salina donde esta formación aflora son: el Cerro Pelón y el Cerro Jimbal, por el río Playas; la Encantada; el cerro Manatí; al noroeste de Sarabia, Oax. (sobre la vía del ferrocarril Transístmico); Santa María Chimalapa y el alto río Uzpanapa. También se le ha encontrado en algunos de los pozos perforados en busca de petróleo y en varios de los que se han perforado en busca de azufre.

La Formación Salina observada en la superficie está constituida por areniscas micacíferas y conglomerados rojos o abigarrados, y lutitas micáceas apizarradas rojizas. Las areniscas son de grano fino a medio, los conglomerados están formados por guijarros de roca ígnea granítica, cuarcita, arenisca y filita en matriz arenosa, de dimensiones variables entre 0.5 y 10 cm. de diámetro, y sólo ocasionalmente son de mayores proporciones.

En los pozos se encuentra representada por las mismas areniscas y conglomerados rojos y en muchos casos por anhidrita y sal, con intercalaciones de lutita de colores gris a rojo, sin fósiles.

En ciertos casos se encuentra un casquete (cap-rock) formado por caliza parcialmente dolomitizada, yeso y anhidrita. La presencia de este casquete o "cap-rock" puede deberse, en ciertas circunstancias, a fenómenos de disolución posteriores a la depositación de las capas salinas.

La Formación Salina carece de fósiles. Por lo tanto, su edad se ha determinado tentativamente por referencia a las capas que la cubren (la caliza Chinameca en el río Playas), que sí contienen fauna. De esta manera se llega a la conclusión de que dicha formación es de

edad pre-Jurásico Superior, (pre-Kimmeridgiano en el caso de los Lechos Rojos de Cerro Pelón, Ver.) pudiendo remontarse hasta el Triásico y quizá al Pérmico.

Se desconoce el espesor máximo total de la Formación Salina ya que en ninguna localidad dentro de la Cuenca Salina del Istmo se ha alcanzado su base. En el área de Cerro Pelón, Ver., se registraron 800 metros de tal formación.

### *Jurásico Superior-Cretácico Inferior.*

*Caliza Chinameca.*—Toma su nombre del poblado de Chinameca, Ver., al sureste de Minatitlán, Ver., donde se le observó por vez primera.

Sus principales afloramientos se encuentran en el cerro de Chinameca y en el río Playas (Cerro Pelón). Se le encontró también en los pozos Pedregal, situados en la parte suroriental de la Cuenca Salina.

A la formación Caliza Chinameca corresponde la siguiente descripción: su parte inferior está constituida por caliza de colores gris oscuro a gris crema, dura, fétida, finamente arenosa hacia la base, bituminosa en partes, que se presenta en bancos hasta de un metro de espesor o bien, en cuerpos más potentes. Hacia arriba se encuentran dentro de las calizas capas lenticulares y bandas delgadas (de 2 a 5 cm. de espesor) de pedernal negro.

La parte superior de la serie de calizas se presenta bien estratificada en capas delgadas y laminadas, de color gris a gris negro, bituminosas en parte.

La caliza Chinameca es fosilífera. En ella se han encontrado Ammonitas de las especies *Waagenia*, *Halobia*, *Berriasella*, *Neocomites Neocomiensis*, *Crioceras*, etc.

De acuerdo con la clasificación que de la fauna antes citada hizo el Dr. C. Burckhardt, la edad de la caliza Chinameca va del Kimmeridgiano al Barremiano.

El espesor de la formación se estima entre 300 y 400 metros. En la región del río Playas, donde tiene 300 metros de potencia, la caliza Chinameca se encuentra inmediatamente arriba de los Lechos Rojos antes descritos.

La caliza Chinameca es potencialmente petrolífera; sin embargo, se desconoce cuál puede ser su potencialidad como tal. Dos de las



perforaciones hechas en la estructura de Pedregal en la parte sureste de la Cuenca Salina, tuvieron manifestaciones de hidrocarburos dentro de ella, pero no resultaron productores.

### *Cretácico Medio.*

*Caliza Sierra Madre.*—El Cretácico Medio o Caliza Sierra Madre, nombre con el que se le conoce en la parte sur del Istmo y en general en el Sureste de México no aflora y se da por seguro que no existe dentro de la Cuenca Salina del Istmo. Unicamente se le ha observado en el frente de la Sierra y en algunas porciones de las márgenes sur y sureste de la Cuenca, cerca de la Sierra.

El hecho de que no se encuentren estas calizas en lo que es propiamente la Cuenca Salina es atribuible a los fenómenos tectónicos que se han desarrollado en ella y que impidieron la depositación de esta parte del Cretácico, según se indicó anteriormente.

Las secciones estratigráficas medidas a través del Cretácico Medio a lo largo de los principales ríos de la parte norte del Istmo de Tehuantepec (el Coatzacoalcos y el Uzpanapa) dan al conjunto un espesor de 1,500 a 1,900 metros.

No se han hecho estudios en formaciones o en pisos. Su descripción litológica puede resumirse como sigue: está formado en lo general por una monótona secuencia de calizas de colores gris y blanco, duras, en bancos de 0.80 a un metro de espesor, que alternan con capas más delgadas. En algunas zonas dentro de la caliza se encuentran Rudistas, especialmente *Radiolites*. Estas calizas son correlativas con las de la parte central de Chiapas y del sur de Tabasco, del Albiano-Cenomaniano de las que se hablará al referirse a la Cuenca de Macuspana-Campeche.

### *Cretácico Superior*

*Formación Méndez.*—Aflora en las márgenes sur y sureste de la Cuenca Salina, descansando sobre la caliza Sierra Madre. Solamente en el área de Cerro Pelón la formación Méndez ha sido observada en discordancia sobre la caliza Chinameca del Jurásico Superior-Cretácico Inferior, estando de por medio, localmente, una zona de brecha calcárea de 15 a 20 metros de espesor.

La formación Méndez de la Cuenca Salina es litológica y faunísticamente similar a la de la Cuenca de Tampico-Tuxpan. Está formada



por margas de colores gris y gris café, finamente arenosas en partes, bien estratificadas en capas delgadas, con algunas intercalaciones de arenisca más o menos arcillosa, de grano fino, de colores gris y gris pardo, estratificadas en capas de 2 a 40 centímetros de potencia.

El espesor de la formación varía de 600 a 900 metros.

La formación Méndez no ha sido productora de hidrocarburos en la Cuenca Salina. En el río Playas hay unos escurrimientos de aceite asociados con rocas de esa edad.

#### CENOZOICO

Los sedimentos de esta Era son de especial importancia en la Cuenca Salina del Istmo desde el punto de vista petrolero ya que las acumulaciones de hidrocarburos de mayor cuantía que hasta la fecha se han explotado están íntimamente asociados con rocas terciarias y particularmente con sedimentos del Mioceno.

El Cenozoico de la Cuenca Salina comprende los períodos Eoceno, Oligoceno, Mioceno y Plioceno que a su vez incluyen varias formaciones que se conocen con nombres locales, según se indica en la tabla No. 9 de la página 505.

La descripción estratigráfica del Terciario del Istmo, condensada, es la siguiente:

#### *Eoceno*

Las principales áreas donde aflora el Eoceno se encuentran hacia las márgenes de la Cuenca Salina. Sedimentos de esa edad están expuestos al poniente de Hidalgotitlán y en Ranchoapan, Ver.; en el curso superior de los ríos Coatzacoalcos, Chalchijapa, Uzpanapa, Pedregal y Playas, y en la región de Tigres-Changos, al noreste del Cerro Pelón.

Los sedimentos de esta edad están constituídos por lechos delgados de lutitas duras, bien estratificadas, de colores gris oscuro y gris azul, algunas veces con vetillas de calcita y que alternan con lechos delgados de arenisca y de conglomerado. Generalmente carecen de macrofauna, pero contienen en cambio una abundante microfauna bien conservada, con numerosas especies, predominando las formas pelágicas.

En algunas localidades, tales como los ríos Uzpanapa y Chalchijapa, la parte basal del Eoceno está formada por el llamado “Con-

*glomerado Uzpanapa*", que descansa directamente sobre la formación Méndez del Cretácico Superior. El conglomerado de referencia tiene un espesor variable entre 150 y 200 metros y está constituido principalmente por cantos arredondados de roca ígnea y arenisca, siendo sumamente escasos los cantos de caliza. Dentro del conglomerado se presentan aisladamente algunas intercalaciones lutíticas.

El espesor del Eoceno expuesto en la superficie, incluyendo el Conglomerado Uzpanapa, varía de 500 a 900 metros. En los pozos generalmente se encuentra un espesor muy reducido, salvo en el caso del pozo Sayula No. 5, (situado en la parte suroccidental de la Cuenca Salina) donde se perforaron 1,600 metros de Eoceno que, corregidos porque el echado es muy fuerte, dan un espesor real de 1,000 metros.

### *Oligoceno*

*Formaciones La Laja y Depósito.—Conglomerado Nanchital.*—El Oligoceno de la Cuenca Salina del Istmo ha sido dividido en dos partes de acuerdo con su contenido de foraminíferos. La parte inferior se denomina *La Laja* y la Superior, *Depósito*. Dentro de la formación *La Laja* se encuentra, localmente, una potente zona conglomerática llamada Conglomerado Nanchital.

### *Oligoceno inferior.*

*Formación La Laja.*—Generalmente aflora en las márgenes de la Cuenca Salina, sobre sedimentos del Eoceno.

Está constituida por lutitas de color gris ligeramente arenosas en parte, bien estratificadas en capas delgadas, con algunas intercalaciones de arenisca. Sobre estos sedimentos se encuentra localmente, como característica sobresaliente, un cuerpo de conglomerados y areniscas que alcanza un espesor variable entre 500 y 600 m. Este conglomerado, a diferencia de el del Eoceno que, como ya se dijo, está constituido casi totalmente por fragmentos de roca ígnea de tipo granitoide, está formado por cantos de caliza y de roca ígnea; la arenisca gradúa de grano fino a grano grueso. Dentro del cuerpo conglomerático se presentan capas delgadas de lutita arenosa con microfauna del Oligoceno. El conglomerado que se describe está bien expuesto en el río Uzpanapa, aguas arriba de la confluencia del río Nanchital; en el Cerro Pesquero y en el arroyo del mismo nombre. Se le ha corre-

lacionado con el *Conglomerado Nanchital* que aflora en el cerro de igual nombre, por el río Nanchital. En consecuencia, puede también asignársele la misma denominación. Al mencionar éste, es conveniente citar que antiguamente se consideraba al Conglomerado Nanchital como la parte superior del Eoceno. Posteriormente el paleontólogo Dr. Nuttall, lo incluyó en el Oligoceno, dentro de la porción inferior de este Período, y al estudiarse más recientemente (1947), el área entre los ríos Uzpanapa y Nanchital, se le situó dentro del Oligoceno también, pero sobrepuesto a una serie de lutitas que contienen microfauna de la formación La Laja. Dado su carácter litológico, el Conglomerado Nanchital forma unidades topográficas positivas que constituyen buenos índices para la configuración estructural.

El espesor total de la formación La Laja varía de 1,000 a 1,400 metros.

### *Oligoceno Superior.*

*Formación Depósito.*—La porción superior del Oligoceno, conocida localmente con el nombre de formación Depósito, está formada por lutitas de color gris a gris azulado, ligeramente arenosas, bien estratificadas, con intercalaciones de capas de ceniza volcánica cuyos espesores varían entre 30 cm. y 5 metros. Puede por lo tanto considerarse como rasgo distintivo de esta formación la presencia de cenizas volcánicas interestratificadas con las lutitas. Además, presenta intercaladas algunas capas delgadas de arenisca. Estos sedimentos contienen microfauna que les es característica.

La formación Depósito está cubierta por la formación Encanto del Mioceno inferior, excepto en algunas localidades donde el Oligoceno está cubierto discordantemente por la formación Concepción Superior, también del Mioceno inferior, pero que ocupa dentro de la columna estratigráfica una posición más alta que la formación Encanto.

El espesor medio del Oligoceno (incluyendo el Conglomerado Nanchital y las formaciones La Laja y Depósito) medido en las superficies es de 2,000 metros. El máximo registrado es de casi 3,500 metros. En las perforaciones de la porción central de la Cuenca Salina ese espesor se reduce considerablemente al grado de variar desde apenas unos cuantos metros hasta 100 ó 200 metros en los flancos de los domos salinos.

*Mioceno*

Puede decirse que son las formaciones miocénicas del Istmo las que mejor se conocen, ya que hasta ahora la producción comercial de aceite en la Zona Sur está restringida al Mioceno a excepción de algunos de los campos antiguos cuya producción provenía del "cap-rock".

Dentro del Mioceno se tienen varias formaciones que serán descritas a continuación.

*Mioceno Inferior.*

*Formación Encanto.*—El paso del Oligoceno a la formación Encanto del Mioceno no se marca en forma perfectamente clara desde el punto de vista litológico dada la semejanza entre los depósitos del Oligoceno Superior y los del Encanto basal. Sin embargo, los contactos del Encanto tanto el Inferior como el superior se determinan con relativa facilidad por su contenido faunal. Se considera que la formación Encanto es de carácter esencialmente marino. Se le reconoce por una abundante microfauna que le es característica.

Toma su nombre la formación del anticlinal del Encanto, dentro del Municipio de Minatitlán, Ver., en el cual la formación se halla bien expuesta. Consiste principalmente de series alternadas de arenas, areniscas de grano fino y lutitas arenosas. Su color es variable, pero generalmente es gris azulado o gris amarillento. Ocasionalmente se encuentran dentro de esta formación algunos conglomerados. En otras ocasiones se presenta el Encanto como una serie de estratos formados por arena de grano grueso a fino parcialmente cementada, ligeramente arcillosa, de color gris azulado o gris claro que con frecuencia contiene granos y cristales de ortoclasa además de los de cuarzo. A veces la cementación es completa, encontrándose entonces capas de arenisca dura, de color gris azulado cuando están húmedas, que varían en espesor entre 10 cm. y 1 metro. Estas areniscas están interestratificadas con capas arcillosas duras, de fractura concoidea, de 5 a 30 cm. de espesor. A causa de la circulación de las aguas es común encontrar pequeños depósitos de limonita en las zonas de contacto entre las arenas y las arcillas. Las mismas arenas y areniscas, cuando están expuestas a la erosión, presentan parcialmente un color pardo rojizo muy peculiar. La estratificación de las capas del Encanto es buena en general.



Dentro de la formación Encanto, cerca de su cima se encuentra una zona arenosa llamada "Arenas Yucatecal", formada por areniscas y arenas de grano fino a medio. Estas constituyen un excelente receptáculo para los hidrocarburos, (caso típico, el campo de Filisola), pero no en todas las estructuras se han encontrado. (Localidad tipo, el anticlinal "Yucatecal" en el Municipio de Minatitlán, Ver.).

Son localidades del Encanto las siguientes: Filisola, Romero Rubio, Soledad, parte media de la cuenca del río Coachapa, El Juile, Moralar, Achotal, etc.

El espesor del Encanto es variable según las localidades donde se mida. Puede tomarse como promedio, de 500 a 800 m. En algunos pozos se presenta con espesores más reducidos.

En los campos de Tonalá y el Burro que se describirán más adelante, donde se ha perforado multitud de pozos, se ha podido hacer una zonificación del Encanto, basada tanto en paleontología como en litología. Pueden así distinguirse cuatro zonas, las cuales a su vez se dividen en dos subzonas, una arenosa y la otra lutítica. Dichas zonas del Encanto se conocen como zonas A, B, C y D designándose las subzonas como A1, B1, C1 y D1. La anterior zonificación se ha extendido al campo de Moloacán y probablemente pueda aplicarse también a los campos de Cuichapa y Acalapa.

La formación Encanto es la principal productora de hidrocarburos en los campos petroleros de la Cuenca Salina del Istmo.

### *Mioceno Inferior.*

*Formación Concepción Inferior.*—Descansa normalmente sobre la formación Encanto, pudiéndose determinar muy bien su contacto tanto paleontológicamente como por litología.

Está formada principalmente por lutitas bien consolidadas, mal estratificadas, de color gris, azul claro y azul oscuro, micacíferas, generalmente muy fosilíferas que contienen gasterópodos y pelecípodos junto con una gran variedad de foraminíferos.

La parte superior de la formación es arenosa y semejante a la formación Concepción Superior basal; pero su contenido de arena va disminuyendo desde este contacto hacia la base, donde las lutitas son casi puras y muy micáceas. En algunas ocasiones aparecen en las fracturas depósitos de yeso que las rellenan.



La formación se intemperiza en algunas partes de manera muy característica, pues se lamina en planos que no siempre son paralelos a los de estratificación.

Las lutitas de la formación Concepción Inferior son, como ya se dijo, ricas en restos orgánicos, razón por la cual se considera que son probablemente las mejores rocas generadoras de aceite en el Mioceno del Istmo.

La potencia de la formación es muy variable, oscilando entre 200 y 400 m. en las diferentes localidades.

Las principales localidades típicas de la formación Concepción Inferior son: Filisola, oriente de Romero Rubio, Soledad, parte media de la cuenca del río Coachapa, Moloacán, Ixhuatlán, Juile, Minatitlán, Jaltipan, Moralar, Sayula, San Andrés Tuxtla, etc., todas ellas en el Estado de Veracruz.

La formación Concepción Inferior es productora en varios campos de la Cuenca Salina. (Ver Tabla No. 10).

### *Mioceno Inferior.*

*Formación Concepción Superior.*—Tiene una muy amplia distribución superficial, lo que trae consigo ciertas variaciones en su carácter litológico según la localidad donde se le estudié. En la parte central de la Cuenca Salina se le encuentra normalmente descansando sobre la formación Concepción Inferior, pero en las porciones sur y suroccidental de la Cuenca yace en discordancia sobre la misma formación Concepción Inferior, sobre la formación Encanto y aun sobre depósitos más antiguos como los del Oligoceno y del Eoceno y al poniente de Jesús Carranza, descansa en discordancia sobre capas del Cretácico Superior y del Cretácico Medio.

Su contacto con la formación Filisola que la cubre es concordante y difícil de marcar debido a la transición gradual que existe entre las lutitas de la formación Concepción Superior y las arenas de la formación Filisola y a la ausencia de microfauna característica. Los sedimentos pertenecientes a la formación Concepción Superior se consideran como de mares poco profundos.

Litológicamente tienen cierta semejanza con los de la Concepción Inferior, y constan principalmente de lutitas arenosas de color azul grisáceo, compactas, cuyos planos de estratificación no existen o están muy mal definidos. En ocasiones se presentan concreciones

de arenisca, de colores café y amarillento, cementadas con material calcáreo. Tales concreciones aparecen no sólo en la formación Concepción Superior sino también en la base de la Filisola, lo cual dificulta fijar el contacto. Algunas veces aparecen bancos de arenas arcillosas bien consolidadas, pero con mala estratificación y concreciones tabulares o lenticulares de arenisca azul.

Un buen criterio para distinguir la formación Filisola de la Concepción Superior es la abundancia de fragmentos micáceos que existen en la primera de estas formaciones.

El espesor de la formación Concepción Superior es muy variable, oscilando comúnmente entre 100 y 200 m. En la región del río Nanchital alcanza de 500 a 600 metros de potencia. Localidades típicas de la formación que se describe son: Filisola, Cuitlaxoyo, Soconusco, Achotal, Romero Rubio, Acayucan, Río Coachapa, Ixhuatlán, etc.

La formación descrita es también productora de aceite en varios campos petroleros de la Cuenca Salina.

#### *Mioceno Medio.*

*Formación Filisola.*—Se trata de una formación eminentemente arenosa. Normalmente se encuentra sobre la formación Concepción Superior, siendo concordante su contacto, aunque difícil de trazar exactamente por la transición gradual que existe entre las dos formaciones. Se considera de origen marino y de aguas someras y no contiene macro o microfauna típica que permita diferenciarla.

Las regiones donde se presenta mejor desarrollada quedan situadas, una entre los ríos Coachapa y Uzpanapa y la otra en el área de Ixhuatlán-Moloacán, al sureste de Coatzacoalcos, Ver.

Las localidades típicas se encuentran al oriente de Romero Rubio, Moloacán, Capoacán, Cuichapa y Cabritos-Tecuanapa.

El área de Cabritos-Tecuanapa (región del río Uzpanapa), donde se le ha podido diferenciar con cierto grado de seguridad, la formación Filisola responde a la siguiente descripción en la cual se citan las rocas en orden descendente: la parte superior está constituida por arcillas arenosas de color rojo, que cuando se intemperizan se vuelven rojizas o de color ladrillo. Debajo de estos lechos se encuentran arenas cuarcíferas en matriz arcillosa de colores azul grisáceo a café, con cuarzo lechoso abundante y fragmentos de fósiles marinos

mal conservados. Los lechos fosilíferos alternan con lechos de areniscas blandas de grano medio, ligeramente micáceos, de color gris a café, que no contienen microfósiles. Más abajo hay areniscas de grano medio, duras o suaves, micáceas, que varían en color de café en la superficie a gris azulado en la parte inferior.

Finalmente, la parte basal está formada por lechos lutíticos compactos de color gris a café y por capas de arenisca pobremente cementada. En esta parte basal es común encontrar concreciones lenticulares. En las capas de transición entre esta formación y la Concepción superior las lentes son calcáreas y bien desarrolladas. La estratificación de la serie descrita es pobre en general.

En la formación Filisola se encuentran ejemplares de *Ostrea*, *Macra*, *Pecten* y *Solarium*.

El espesor de la formación varía entre 250 y 400 metros, llegando a ser poco mayor en algunos de los pozos.

*Formación Paraje Solo.*—Esta formación está profusamente distribuida en la parte norte de la Cuenca Salina del Istmo, puesto que cubre gran parte del área comprendida entre los ríos Coatzacoalcos, Tonalá y Uzpanapa.

Las localidades típicas de la formación son: Paraje Solo (de donde toma su nombre), Acalapa, Moloacán, Ixhuatlán, Gavilán, Punta Gorda, Tonalá y otros lugares en la zona costera.

Generalmente se le observa descansando sobre la formación Filisola y está cubierta, en discordancia algunas veces, por la formación Agueguexquite.

En la localidad de donde toma su nombre la formación, que se encuentra a unos 25 Km. al S.E. de Coatzacoalcos, se distinguen dos partes, una superior formada por areniscas de grano grueso a fino, de color gris y gris pardusco, interestratificadas con arcillas de color gris azulado, más o menos carbonosas y otra inferior, cuyas características se describen más abajo.

En la localidad tipo se presentan lechos de lignitas de más de 50 cm. de espesor en ocasiones, y hojas fósiles y restos de vegetales carbonizados. A esta parte superior se le llama *Serie Lignítica* del Paraje Solo.

En la parte inferior de la Serie Lignítica hay lechos fosilíferos con gasterópodos y pelecípodos, y gran cantidad de ceniza volcánica. La especie de fósil más común es *Ostrea*.

La parte inferior de la formación Paraje Solo la forman areniscas compactas de grano grueso gris y gris pardo, interestratificadas con arcillas, seguidas de un lecho fosilífero y después por areniscas de grano grueso, laminadas con arcilla y material lignítico. Los horizontes ligníticos son bastante constantes. Las arenas y lignitas representan depósitos estuarinos de textura relativamente uniforme y de amplia distribución. La fauna que contiene corresponde a aguas poco profundas. Los foraminíferos son más bien escasos y no se conoce ninguna especie característica.

El espesor de la formación Paraje Solo varía de 300 a 600 metros por lo común. Solamente en uno de los pozos de la Cuenca Salina, el Arroyo Prieto No. 1, se apreció un espesor considerablemente más alto, del orden de los 1,400 metros.

El Horizonte Lignítico de esta formación es productor de petróleo en el campo de El Plan.

### *Mioceno Superior.*

*Formación Agueguexquite.*—Se le considera como la base del Mioceno Superior, a causa de que en la parte inferior de la formación se presentan conglomerados y clásticos gruesos que marcan una transgresión. Normalmente se encuentra sobre la formación Paraje Solo. El contacto entre las dos formaciones puede marcarse por la primera aparición de fósiles marinos (debido a la transgresión). El hábito marino de esta formación se manifiesta en su microfauna; los moluscos, en muy buen estado de conservación, indican condiciones de mar poco profundo, abierto y con pocas variaciones de salinidad y temperatura.

La formación Aguaguexquite consiste, en su *parte superior*, de arcillas ligníticas de color azul grisáceo, algunas veces tobáceas, con moldes de fósiles. Descansan sobre lechos de arcillas arenosas que alternan con areniscas blandas, fosilíferas, tobáceas y con lechos ligníticos delgados en cantidades subordinadas a las arcillas.

La *parte media* se compone de areniscas compactas de grano fino a medio, de color gris pardusco a gris azulado, ligeramente fosilíferas y en ocasiones con concreciones calcáreas. Algunas se presentan arenas y arcillas interestratificadas.

La *parte inferior* está formada de areniscas fosilíferas, suaves, de color café; arcillas muy arenosas bien laminadas y arenas amarillentas



con bandas de arcillas muy arenosas; generalmente contienen abundantes foraminíferos. A veces en la parte inferior se encuentra un conglomerado con abundancia de macrofósiles como *Pecten*, *Ostrea*, etc.

Para distinguir la formación Agueguexquite deben tomarse en cuenta las siguientes consideraciones: la ausencia de horizontes ligníticos; su color café producido por el intemperismo; su blandura; su contenido de arena de grano fino y la aparición de macrofósiles perfectamente conservados. Por el contenido faunal es fácil de distinguir, siendo los foraminíferos abundantes en la parte inferior.

Localidades típicas de esta formación son las siguientes:

Santa Rosa, Gavilán, Pajaritos, Palmitota, Punta Gorda, Tonalá, etc. Casi todas se encuentran en la parte norte de la Cuenca Salina del Istmo.

El espesor de la formación varía de 400 a 500 metros, pero sólo se le encuentra en la parte norte del Istmo.

*Formación Cedral.*—Generalmente descansa en forma normal sobre la formación Agueguexquite. El área típica de su afloramiento se encuentra en la parte central norte de la Cuenca Salina del Istmo, entre los campos de Acalapa y El Plan.

Está formada, en términos generales, por arenas, arcillas y conglomerados. Se le supone de origen deltaico, o de medio ambiente palustre. En algunas regiones se han podido distinguir dos partes, una *superior* formada por cuerpos arcillosos alternados con arenas, que algunas veces presenta lechos de gravas de color gris y verde azulado con lechos de arcillas abigarrada y otras capas de lignita de color café en las que puede notarse la estructura vegetal, y una parte *inferior* que está formada por series de arenas con lechos de gravas pobremente estratificadas.

En general carece de fósiles, y únicamente y en forma esporádica se han encontrado la *Rotalia becarii* Linne, algunas especies de *Elphidium* y macrofauna escasa. Sus localidades típicas son: cercanías de Acalapa; el ferrocarril del SE, del Km. 35 al 40, etc.

El espesor de la formación varía de 500 a 600 metros.

### *Plioceno*

El Plioceno de la parte norte del Istmo de Tehuantepec está representado por areniscas, arenas y arcillas de color gris a verde azulado con restos de plantas y lignitas, y por un cuerpo de conglomerado



que es el miembro estratigráfico más notable en lo que se conoce como *Serie Acalapa*.

El conglomerado, que también se llama Conglomerado Acalapa se encuentra normalmente interestratificado en la parte inferior de la serie. Está constituido por guijarros de roca ígnea intrusiva de tipo granítico en matriz arenosa. Dadas las circunstancias de que su aparición es sumamente local y que a veces se presenta entre sedimentos pertenecientes a las formaciones del Mioceno superior, su origen es difícil de desentrañar. Sus afloramientos principales se encuentran en la región de Acalapa (a unos 25 Km. al sureste de Coatzacoalcos, Ver) de donde toma su nombre y en donde forma algunas eminencias como son los cerros de Acalapa, Agata y Xoteapa.

### *Pleistoceno*

Los depósitos de esta edad se encuentran en discordancia sobre sedimentos más antiguos. Cubren una gran parte de la porción norte de la Cuenca Salina del Istmo.

Su constitución litológica es variada presentándose desde clásticos de grano fino hasta gravas. En parte hay arcillas de color gris azulado dentro de las que se encuentran bloques o cuerpos de arena. Otras veces se tienen arenas de grano grueso entremezcladas con gravas y arcilla.

En general se le ha prestado poca atención al estudio de las formaciones del Pleistoceno. Probablemente existen diferentes terrazas de esa edad cuyo conocimiento resultaría de interés para la historia geomorfológica del Istmo.

Ocasionalmente se han usado de manera local los nombres de *Gravas de Sabana*, *Gravas de Loma* y *Depósitos de Arroyo* para los materiales que corresponden al Pleistoceno. El primero corresponde a las gravas y arenas rojizas y blancas que forman la parte más conspicua del Pleistoceno del Istmo. El nombre está bien escogido ya que las dunas y los depósitos de costa comúnmente están cubiertos por vegetación de sabana.

El nombre de *Gravas de Loma* se ha aplicado a los depósitos más próximos a la Sierra.

Los *Depósitos de Arroyo*, formados por arcillas suaves de color gris oscuro a negro, con restos de plantas y de árboles turbificados; arenas blancas y amarillentas con concreciones de limonita, general-

mente se encuentran en el fondo de los valles de la parte norte del Istmo.

El espesor de los depósitos pleistocénicos varía de uno o dos metros hasta 40 metros.

#### DESARROLLO PETROLERO DE LA CUENCA SALINA DEL ISTMO

El desarrollo de la Cuenca Salina del Istmo como distrito productor de petróleo data de principios de siglo cuando, entre los años de 1903 y 1911 fueron descubiertos los campos de San Cristóbal, Concepción, Soledad, Tecuanapa e Ixhuatlán.

Los antecedentes por lo que toca al conocimiento de la existencia de petróleo en la zona ístmica se remontan a la segunda mitad del siglo pasado a raíz de las investigaciones que se hicieron en relación con el proyecto de construir un canal de comunicación interoceánica que acortase la ruta marítima entre el Atlántico y el Pacífico y que tuvo al fin su realización en el Canal de Panamá.

Por lo que toca al Istmo de Tehuantepec, lo que al fin se construyó no fué un canal, sino un ferrocarril que se terminó en octubre de 1894 y que conecta los puertos de Catzacoalcos, Ver. y de Salina Cruz, Oax. en las costas del Golfo de México y del Océano Pacífico respectivamente.

Los reconocimientos que se hicieron a través de la zona ístmica a propósito primero, del proyecto de abrir un canal y posteriormente para la localización del trazo que debería seguir el ferrocarril forman parte de lo que puede considerarse como los primeros estudios geológicos de la región. Fué asimismo durante la ejecución de estos trabajos iniciales cuando se llegó a divulgar el hecho de que existían algunas chapopoterías en la región. Poco tiempo después, considerando la presencia de las chapopoterías como indicio inequívoco de la existencia de aceite en el subsuelo, se comenzaron los trabajos de perforación. Así, en julio de 1902 se iniciaron las primeras perforaciones en busca de petróleo en la parte norte del Istmo de Tehuantepec, sin sospechar siquiera que se trataba de una cuenca de depósitos salinos. Esta fecha marca, pues, el principio del desenvolvimiento del Istmo de Tehuantepec como zona petrolífera.

El primer pozo perforado en la Cuenca Salina del Istmo fué el Potrerillos No. 1 situado dentro del Municipio de Jáltipan, Ver. que

se inició el 7 de julio de 1902 y que se terminó el 15 de agosto del mismo año, que tuvo una profundidad total de 365.76 mts. El pozo resultó improductivo. Parece haber cruzado en su casi totalidad sedimentos de la formación Encanto del Mioceno.

Tras esta perforación vinieron otras que resultaron más afortunadas dando lugar al descubrimiento de los campos citados al principio del capítulo.

En la actualidad la Cuenca Salina del Istmo cuenta con 16 campos petroleros en explotación, todos ellos productores en el Mioceno, que en conjunto producen 22,000 barriles de aceite por día.

#### CAMPOS PETROLEROS DE LA CUENCA SALINA DEL ISTMO

Los 16 campos petroleros de la Cuenca Salina actualmente en producción quedan situados en la mitad norte de la misma. Todos ellos participan de la característica común de estar asociados a masas salinas que reciben genéricamente el nombre de "domos", aun cuando no todas tienen la forma peculiar que caracteriza a tales estructuras.

La ubicación de estos 16 campos petroleros se indica en la figura No. 26 de la página 524. \*

El aceite producido en la actualidad por los campos del Istmo proviene de arenas pertenecientes a diversas formaciones del Mioceno, en tanto que en algunos de los campos desarrollados a principios del siglo la producción se obtenía del casquete (cap-rock) que cubre a los domos de sal. (Ver tabla No. 10).

Los campos (productores y ya abandonados) descubiertos hasta junio de 1956 en la Cuenca Salina son los siguientes:

---

\* En esta misma ilustración aparecen los campos productores que se encuentran en la Cuenca de Mascupana-Campeche, a los cuales se hace referencia en las páginas 552 y 553.

| Campo                  | Año Desc. | Rocas Productoras | Productor de: |
|------------------------|-----------|-------------------|---------------|
| Jáltipan-Potrerrillos* | 1904      | Arenas            | Aceite        |
| San Cristóbal*         | 1906      | cap-rock          | aceite        |
| Soledad*               | 1910      | cap-rock          | aceite        |
| Tecuanapa*             | 1910      | cap-rock          | aceite        |
| Ixhuatlán              | 1911      | arenas            | aceite        |
| San Carlos*            | 1921      | arenas            | aceite        |
| Filisola               | 1923      | arenas            | aceite        |
| Concepción*            | 1923      | arenas            | aceite        |
| Teapa Nuevo            | 1927      | arenas            | aceite        |
| Tonalá                 | 1928      | arenas            | aceite        |
| El Burro               | 1931      | arenas            | aceite        |
| El Plan                | 1931      | arenas            | aceite y gas  |
| Cuichapa               | 1935      | arenas            | aceite        |
| Acalapa                | 1947      | arenas            | aceite        |
| Moloacán               | 1948      | arenas            | aceite        |
| Tortuguero*            | 1950      | arenas            | aceite        |
| Rabón Grande           | 1951      | arenas            | aceite        |
| Ostapa                 | 1952      | arenas            | aceite        |
| Arroyo Blanco          | 1952      | arenas            | aceite        |
| Los Soldados           | 1953      | arenas            | aceite        |
| La Venta               | 1954      | arenas            | aceite        |
| Tacuilolapa            | 1955      | arenas            | aceite        |
| Ágata                  | 1955      | arenas            | aceite        |

\* Campos abandonados en la actualidad.

En general, la producción proveniente del cap-rock fué de poca cuantía.

A excepción del campo de La Venta, todos los demás quedan dentro de territorio del Estado de Veracruz.

El campo de El Plan es a la fecha y lo ha sido desde 1937, el de mayor productividad en la Cuenca Salina. Su producción en 1955 fué de 3.367,400 barriles de aceite.

A continuación se describirán algunos de los campos del distrito petrolero del Istmo.

| C U E N C A      S A L I N A |                   |                            |                               |                  |                  |             |                |               |         |      |  |   |               |   |
|------------------------------|-------------------|----------------------------|-------------------------------|------------------|------------------|-------------|----------------|---------------|---------|------|--|---|---------------|---|
| CAMPOS                       | DESCUBRIMIENTO    | AÑO DE<br>FORMACION SALINA | EDAD DE LAS ROCAS PRODUCTORAS |                  |                  |             |                |               |         |      |  |   |               |   |
|                              |                   |                            | MESOZOICO                     |                  |                  |             | - TERCIARIO    |               |         |      |  |   |               |   |
|                              |                   |                            | JURASICO                      | CRETACICO        | EOGENO           | OLIGOCENO   |                | M I O C E N O |         |      |  |   | P L O C E N O |   |
|                              |                   |                            |                               |                  |                  | INF.        | SUP.           | INFERIOR      | MEDIO   | SUP. |  |   |               |   |
|                              |                   |                            |                               |                  |                  |             |                |               |         |      |  |   |               |   |
|                              |                   |                            |                               |                  |                  |             |                |               |         |      |  |   |               |   |
| LA LAJA                      | DEPOSITO          | ENCANTO                    | CONCEPCION INF.               | CONCEPCION SUP.  | FILISOLA         | PARAJE SOLO | AGUEQUEXQUITTE | CEDRAL        | ACALAPA |      |  |   |               |   |
| Cal. Uapala                  | LUTITAS NANCHITAL | MEÑEZ                      | CLZ SIERRA MADRE              | CALIZA CHINAMECA | FORMACION SALINA |             |                |               |         |      |  |   |               |   |
| SAN CRISTOBAL (*)            | 1905              |                            |                               |                  |                  |             |                |               |         |      |  |   |               |   |
| SOLEDAD (*)                  | 1910              |                            |                               |                  |                  |             |                |               |         |      |  |   |               |   |
| TECUANAPA (*)                | 1910              |                            |                               |                  |                  |             |                |               |         |      |  |   |               |   |
| IXHUATLAN                    | 1911              |                            |                               |                  |                  |             |                | X             |         |      |  |   |               |   |
| SAN CARLOS(*)                | 1921              |                            |                               |                  |                  |             |                | X             |         |      |  |   |               |   |
| FILISOLA                     | 1923              |                            |                               |                  |                  |             |                | X             |         |      |  |   |               |   |
| TEAPA (*)                    | 1927              |                            |                               |                  |                  |             |                | X             |         |      |  |   |               |   |
| NUEVO TEAPA                  | 1927              |                            |                               |                  |                  |             |                | X             |         |      |  |   |               |   |
| TONALA                       | 1928              |                            |                               |                  |                  |             |                | X             | X       | X    |  |   |               |   |
| EL BURRO                     | 1931              |                            |                               |                  |                  |             |                | X             | X       | X    |  |   |               |   |
| EL PLAN                      | 1931              |                            |                               |                  |                  |             |                | X             | X       | X    |  | X |               | X |
| CUICHAPA                     | 1935              |                            |                               |                  |                  |             |                | X             |         |      |  |   |               |   |
| ACALAPA                      | 1947              |                            |                               |                  |                  |             |                | X             |         |      |  |   |               |   |
| MOLOACAN                     | 1948              |                            |                               |                  |                  |             |                | X             |         |      |  |   |               |   |
| TORTUGUERO(*)                | 1950              |                            |                               |                  |                  |             | X?             | X             |         |      |  |   |               |   |
| CONCEPCION(*)                | 1951              |                            |                               |                  |                  |             |                | X             |         |      |  |   |               |   |
| RABON GRANDE                 | 1951              |                            |                               |                  |                  |             |                | X             | X       |      |  |   |               |   |
| ARROYO BLANCO                | 1952              |                            |                               |                  |                  |             |                | X             |         |      |  |   |               |   |
| LOS SOLDADOS                 | 1953              |                            |                               |                  |                  |             |                | X             | X       | X    |  |   |               |   |
| OSTAPA                       | 1953              |                            |                               |                  |                  |             | X              |               |         |      |  |   |               |   |
| LA VENTA                     | 1954              |                            |                               |                  |                  |             |                | X             |         |      |  |   |               |   |
| TACUILOLAPA                  | 1955              |                            |                               |                  |                  |             |                | X             |         |      |  |   |               |   |
| AGATA                        | 1956              |                            |                               |                  |                  |             |                | X             |         |      |  |   |               |   |

(\*) Campo abandonado actualmente. Los 3 primeros fueron productores en el casquete calcareo (Cap-rock)

Tabla No. 10.



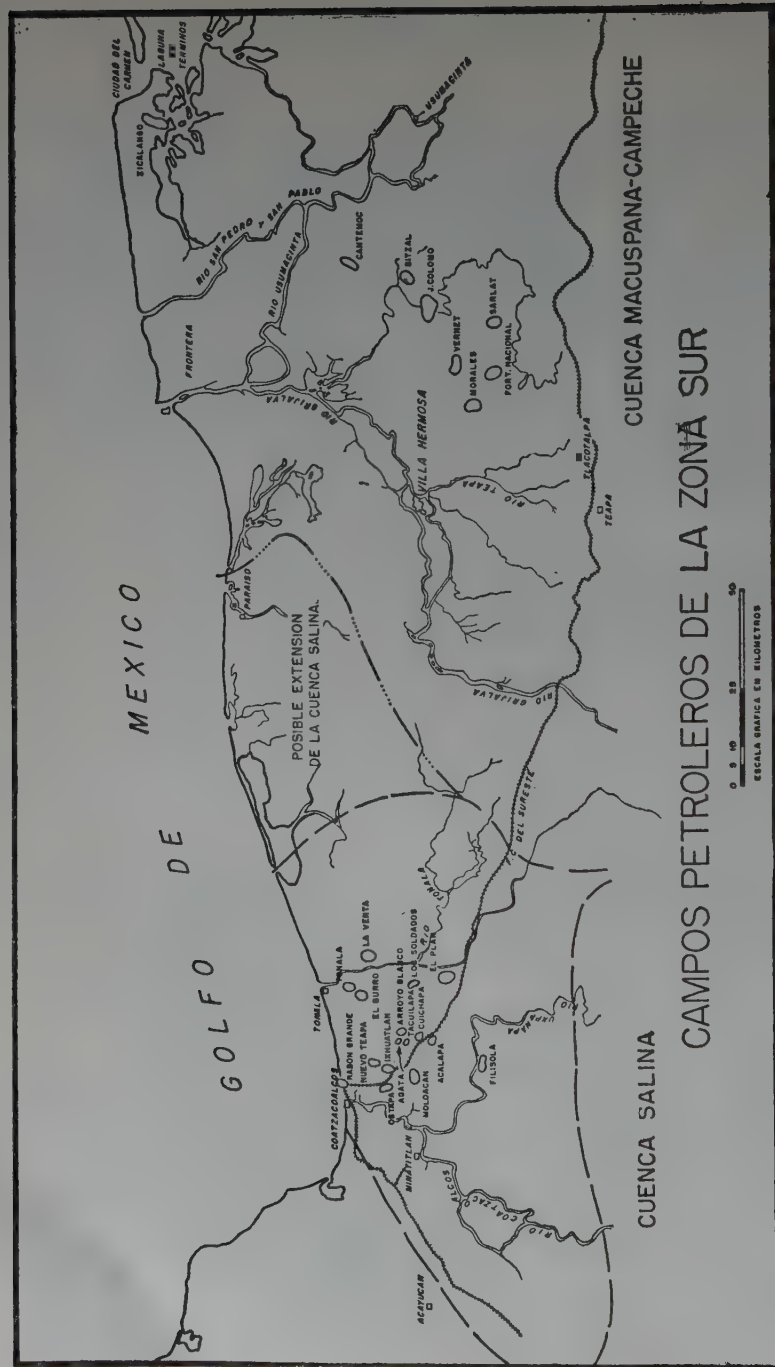


Figura No. 26.

### *Campo de Arroyo Blanco*

*Localización.*—Está situado a 26 Km. al sureste de la Ciudad y Puerto de Coatzacoalcos, Ver.

La región donde está ubicado el campo es moderadamente abrupta como consecuencia de las diferencias litológicas de los sedimentos expuestos y de la actividad tectónica sufrida por la región.

*Antecedentes.*—El área donde se localiza el campo de Arroyo Blanco fué estudiada por geología superficial en diversas ocasiones. Con apoyo en los resultados obtenidos por medio de estos trabajos, en 1935 se perforó el pozo Arroyo Blanco No. 1 que resultó improductivo. Tuvo, no obstante, diversas manifestaciones de aceite en arenas de la formación Encanto. Este pozo resultó estructuralmente bajo.

En 1951 se perforó un pozo más, el Arroyo Pesquero No. 1, situado a 1.8 Km. al sur del Arroyo Blanco No. 1, en posición estructural más alta, que tampoco resultó productor. Sin embargo, pudo hacerse entre los dos pozos una sección combinando la información superficial con la de subsuelo, de donde se decidió la localización del pozo Arroyo Blanco No. 2, que resultó ser el descubridor del campo.

El pozo Arroyo Blanco No. 2, que se terminó en junio de 1952 alcanzó una profundidad total de 1300 metros. Resultó productor de aceite en el intervalo de 842 a 851 metros, en un horizonte arenoso de la formación Encanto. Su producción inicial fué de 150 barriles de aceite por día a través de un estrangulador de 5.6 m.m. Con este pozo se descubrieron, además, otros horizontes arenosos susceptibles de ser productores.

*Estructura.*—El campo de Arroyo Blanco se encuentra sobre el flanco norte del domo salino de Acalapa. Está constituido por una serie de bloques afallados con echado general hacia el norte, que son los que constituyen las trampas acumuladoras de hidrocarburos. Las fallas principales que rigen la acumulación son paralelas al rumbo de los estratos. Existen también fallas burdamente perpendiculares a las ya citadas.

*Estratigrafía.*—En el área de Arroyo Blanco afloran sedimentos de la formación Paraje Solo del Mioceno y también el conglomerado

Acalapa del Plioceno. En los pozos perforados se han cortado las formaciones Filisola, Concepción Superior, Concepción Inferior y Encanto del Mioceno; el Oligoceno y se ha llegado a alcanzar la sal. Todas las formaciones del Terciario atravesadas participan de las características ya mencionadas en el resumen estratigráfico.

En el pozo Arroyo Blanco No. 2, descubridor del campo, se registró la siguiente columna geológica:

|         | Formación           | Cima a   |
|---------|---------------------|----------|
| MIOCENO | Paraje Solo         | Aflora   |
|         | Filisola            | 280 mts. |
|         | Concepción Superior | 530 "    |
|         | Concepción Inferior | 575 "    |
|         | Encanto             | 805 "    |
|         | Profundidad Total   | 1300 "   |

La formación Encanto es la productora en el campo. Alcanza en éste un espesor medio de 640 metros.

*Horizontes productores.*—La producción del campo de Arroyo Blanco proviene de diferentes horizontes arenosos lenticulares que pertenecen a la formación Encanto.

Los horizontes productores están formados por cuerpos de 2 a 15 metros de espesor, de arena gris de grano fino a medio, angulosa, a veces ligeramente arcillosa, que frecuentemente se acuñan en distancias relativamente cortas.

*Pozos perforados. Producción.*—Hasta junio de 1956 se tenían 26 pozos perforados en este campo, 20 de los cuales resultaron productores.

La producción inicial de los pozos de Arroyo Blanco varía de 120 a 300 barriles de aceite por día a través de orificios de 6 a 8 mm.

La producción del campo durante el año de 1955 fué de 67,922 barriles. La producción acumulativa hasta fines de 1955 es de 101,359 barriles.

El petróleo de Arroyo Blanco tiene un peso específico de 0.88.

### *Campo de El Plan*

Es el campo más importante de la Cuenca Salina del Istmo y ha producido hasta la fecha más de 95 millones de barriles.

*Localización.*—Se encuentra en el Municipio de Minatitlán, Ver., a 52 kilómetros al sureste del Puerto de Coatzacoalcos, Ver., y a 2.5 kilómetros al norte del pueblo de Las Choapas.

*Antecedentes.*—La estructura sobre la cual se encuentra el campo fué localizada por medio de trabajos de geología superficial desarrollados en la región de San José del Carmen, Ver., y a lo largo del Arroyo de El Plan. Estos trabajos fueron seguidos por una campaña de fosas que se amplió mediante la perforación de pozos de sondeo someros. De esta manera se localizó de manera un tanto aproximada la estructura.

Con esta información se procedió a perforar el pozo El Plan No. 1, en el flanco norte, cerca de la culminación de la estructura. El pozo que se terminó en enero de 1931, alcanzó una profundidad total de 665.36 metros y resultó productor de aceite en la formación Paraje Solo del Mioceno. Su producción inicial fué de 1100 barriles de aceite y 19140 metros cúbicos de gas. Consecuentemente, este pozo vino a ser el descubridor del campo.

*Estructura.*—Se trata de una estructura de tipo dómico formada por una intrusión salina. Su contorno es más bien irregular y es ligeramente alargado de norte a sur. Tiene unos 6 kilómetros de largo por 4 de ancho. Sus flancos tienen una inclinación de 35 a 45° grados.

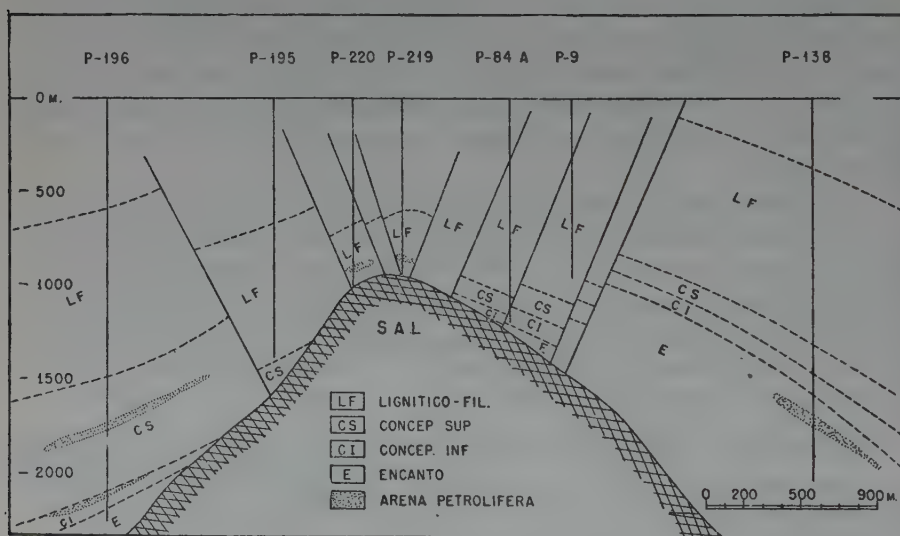
Durante su movimiento ascensional, la sal que dió origen a la estructura arrastró y adelgazó las formaciones, llegando en algunos casos a la supresión de algunas de ellas en la parte más alta del domo.

La estructura está afectada por un gran número de fallas que han dado lugar a la formación de diversos bloques con características estructurales y de producción diferentes en cada uno de ellos.

Los cierres que se forman contra las fallas tienen desde 10 hasta cerca de 100 metros.

La movilidad de la sal parece haberse verificado a lo largo de un largo intervalo de tiempo, dejándose sentir aún en el Mioceno superior, según lo dejan ver las formaciones más jóvenes.

**Estratigrafía.**—En el área que cubre el campo de El Plan aflora la formación Cedral del Mioceno Superior. Con las perforaciones se ha llegado a alcanzar la sal y descansando sobre ésta se encuentran, sedimentos del Oligoceno, del Encanto o del Concepción inferior, con lo cual resulta que, en el caso de los pozos que han llegado al Oligoceno, éstos han cruzado toda la sección estratigráfica del Mioceno. El espesor de los sedimentos del Mioceno perforados es muy variable, ya que es mayor o menor según cual sea la posición del pozo sobre la estructura (Fig. No. 27).



SECCION TRANSVERSAL DE LA PARTE SUR DEL CAMPO EL PLAN, VER.

Figura No. 27.

**Horizontes productores.**—Las rocas productoras del campo de El Plan corresponden en su totalidad al Mioceno, desde la formación Cedral hasta la Encanto. En todos los casos se trata de arenas de grano fino a medio en cuerpos cuyos espesores varían desde 5 hasta más de 15 metros.

La profundidad de los horizontes productores es variable entre 700 y 2100 metros, según cual sea la formación productora. Los pozos de mayor profundidad se encuentran en la porción SW del campo recientemente desarrollada.



*Pozos Perforados. Producción.*—La historia de su existencia puede dividirse en 2 etapas; una anterior a 1938 y otra post-1938.

En su primera etapa se perforaron 51 pozos. En la segunda, hasta junio de 1956, han sido perforados 243 pozos más, o sea que desde 1931 hasta junio de 1955 se ha perforado un total de 285 pozos, de los cuales un 48% aproximadamente estaban en producción al finalizar 1955.

La producción del campo en 1955 fué de 3.367,400 barriles de aceite. La producción acumulativa hasta el 31 de diciembre de 1955 alcanzó la cifra de 95.368,270 barriles de aceite.

La producción de aceite que se obtiene en el campo de El Plan proviene de las formaciones Cedral, Paraje Solo y Filisola en la parte central del campo; de la formación Concepción Superior en el centro y hacia el oriente; de la formación Concepción Inferior en los flancos norte, sur y suroeste y de la formación Encanto en el flanco oriental y en el suroriental de la estructura.

Los pozos se explotan operándolos primeramente como fluyentes, después por inyección de gas y finalmente por bombeo.

En el campo se tienen varios niveles de agua en los diferentes bloques.

El peso específico del petróleo de El Plan es variable según la formación de que se obtenga, siendo en general más ligero el de la formación más antigua.

En el campo se produce aceite con parafina y sin parafina. Las características de uno y otro pueden ejemplificarse con los datos siguientes:

|                 | Crudo con parafina | Crudo sin parafina |
|-----------------|--------------------|--------------------|
| Peso específico | 0.894              | 0.916              |
| Gravedad A.P.I. | 26.8               | 23.0               |
| % de parafina   | 1.0                | 0.8                |
| % de azufre     | 1.67               | 2.34               |

### *Campo de Rabón Grande*

*Localización.*—Se encuentra en el Municipio de Coatzacoalcos, Ver. a 3 kilómetros al oriente de la Ciudad de Coatzacoalcos. Las perforaciones se encuentran sobre una faja a lo largo de la línea de costa.

*Antecedentes.*—El campo se encuentra en una región cuya superficie está cubierta por depósitos de playa de edad Reciente, sin que la estructura se refleje en las formaciones que afloran.

La estructura sobre la que yace el campo de Rabón Grande fué descubierta por medio de trabajos de sismología de reflexión marina y de refracción ejecutados en los años de 1949-1950. Tales trabajos marítimos desarrollados sobre la plataforma continental cubrieron una faja de 200 kilómetros de largo por 15 Km. de ancho que se extiende entre los Puertos de Coatzacoalcos, Ver. y de Frontera, Tab.

Estas actividades fueron complementadas más tarde con exploraciones sismológicas en tierra, por lo que toca a la región de Rabón Grande.

Sobre la estructura localizada en esta área se perforó el pozo Rabón Grande No. 1, descubridor del campo, que fué terminado en mayo de 1951. Alcanzó una profundidad total de 1047 metros y resultó productor de aceite en un cuerpo arenoso perteneciente a la formación Encanto del Mioceno, que se encuentra entre los 752 y los 762 metros de profundidad. Su producción inicial fué de 200 barriles de aceite por día a través de un estrangulador de 7 milímetros.

Se cortaron en este pozo 5 horizontes arenosos en total impregnados de hidrocarburos, todos ellos dentro de la formación Encanto. Como la mayor parte de ellos se extiende en toda el área productora, se ha obtenido producción de aceite de diferentes niveles estratigráficos.

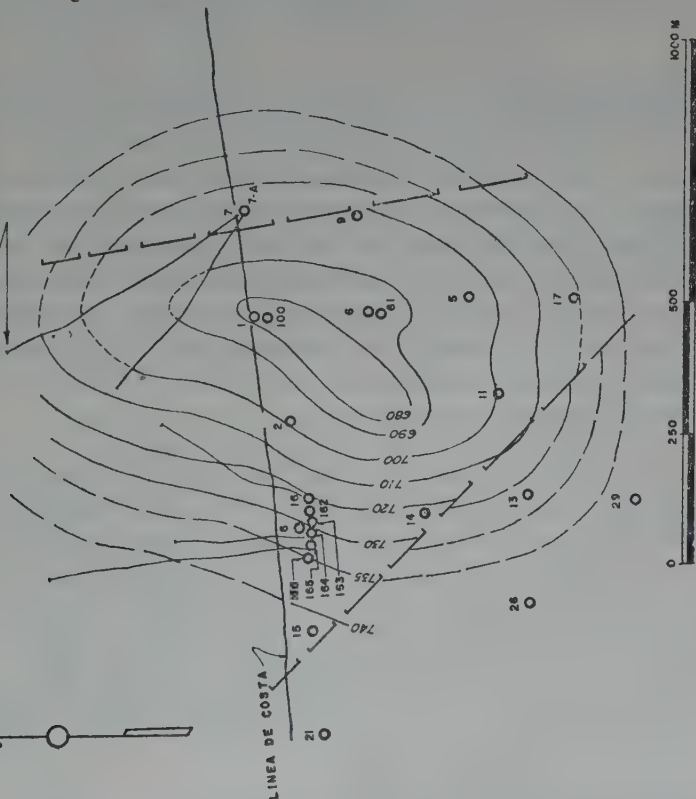
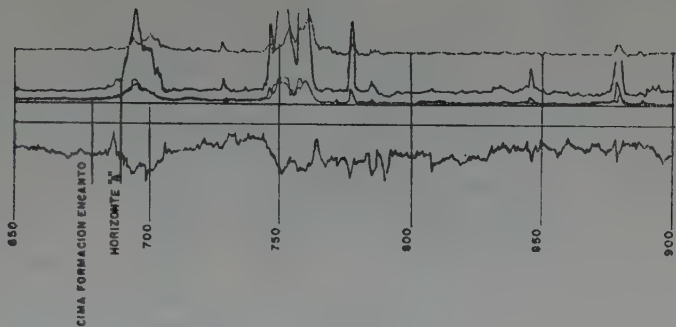
*Estructura.*—Según lo ilustra la figura No. 28, la estructura de Rabón Grande está parcialmente bajo las aguas del Golfo de México. Consiste de un levantamiento de forma cómica originado por una intrusión salina, que está afectada por fallas tangenciales de las cuales, las dos principales se orientan burdamente de noroeste a sureste quedando situadas, una sobre el flanco occidental y la otra sobre el flanco oriental.

El domo mismo es más bien alargado, correspondiendo a su eje mayor una dirección general en sentido norte-sur.

*Estratigrafía.*—En el área correspondiente al campo afloran depósitos de playa de edad Reciente. Con las perforaciones se han atravesado sedimentos del Mioceno y del Oligoceno, según se ilustra con la columna geológica del pozo Rabón Grande No. 1 que se presenta

POZO Nº 1.

Proyección horizontal de Pozo Direccional.



CAMPO RABON GRANDE.

Fig. No. 28. Configuración de la cima de la arena "A" de la Formación Encanto.

a continuación, además de que en algunos pozos se ha alcanzado la sal debajo del Oligoceno.

Columna geológica del pozo Rabón Grande No. 1

|             | Reciente             | Aflora         |
|-------------|----------------------|----------------|
| MIOCENO     | Agueguexquite        | 50 m.          |
|             | Paraje Solo-Filisola | 290 m.         |
|             | Concepción Superior  | 550 m.         |
|             | Concepción Inferior  | 645 m.         |
|             | Encanto              | 670 m.         |
| OLIGOCENO   |                      | 995 m.         |
| Prof. Total |                      | 1047.14 metros |

Los pozos Nos. 16 y 17 alcanzaron anhídrita y sal, respectivamente, a las profundidades de 1300 y 1070 en cada caso.

*Horizontes productores.*—La producción de este campo se obtiene de 6 diferentes horizontes arenosos que pertenecen, todos ellos, a la formación Encanto del Mioceno. El espesor de esas zonas de arena productoras de aceite varía de 4 a 25 metros, siendo típicamente lenticulares, a excepción de los dos cuerpos productores principales, denominados *Arena A* y *Arena B*, con espesores de 8 a 15 metros y de 14 a 25 metros respectivamente, que son persistentes en todo el campo aun cuando se acuñan en los flancos.

*Pozos perforados. Producción.*—En Rabón Grande han sido perforados 28 pozos, 25 de los cuales resultaron productores. De esos 28 pozos, 6 son direccionales, desviados hacia el mar, perforados desde emplazamientos en tierra, que producen en la parte de la estructura que está situada bajo las aguas del Golfo de México. Los 6 pozos direccionales resultaron productores de aceite. (Ver Fig. 28).

El campo, cuya explotación se inició en mayo de 1951 alcanzó su máximo de producción en 1952 con 1.862,460 barriles en ese año. En los años subsecuentes ha venido declinando su producción. En 1955 produjo solo 359,000 barriles.

Su producción acumulativa hasta fines de 1955 alcanza la cifra de 3.786,630 barriles de aceite.

El aceite del campo de Rabón Grande tiene un peso específico de 0.85 a 24° C. Su contenido de azufre es de 0.281%.

#### B. CUENCA DE MACUSPANA-CAMPECHE

GENERALIDADES.—Dentro de ésta, que se localiza al oriente de la Cuenca Salina del Istmo, se encuentran los campos productores de petróleo situados más al sur y al oriente dentro del territorio mexicano.

El distrito de Macuspana-Campeche es una cuenca terciaria que parece ser la continuación oriental de la Cuenca del Istmo. Sin embargo, la fauna fósil existente marca una separación que indica que los sedimentos de una y otra fueron depositados en mares separados por una área positiva constituida por rocas probablemente mesozoicas. Esta área de separación, señalada como un fuerte máximo gravimétrico, es la que se denomina Macizo de Jalpa. (Figura No. 23).

SITUACIÓN GEOGRÁFICA.—La cuenca de Macuspana-Campeche, dentro de la cual se conocen depósitos del Eoceno al Reciente, ocupa la parte oriental del Estado de Tabasco, la parte norte del de Chiapas y la parte occidental del Estado de Campeche.

De modo general puede decirse que queda situada entre los 17°30' y los 18°50' de latitud norte y entre los 91° y los 93° de longitud al oeste de Greenwich y que cubre una superficie de unos . . . 30,000 Km<sup>2</sup>.

LÍMITES.—La cuenca de que se trata está limitada hacia el poniente por el Macizo de Jalpa ya mencionado; al sur, por las estribaciones de la Sierra Madre (que en el sureste llaman Sierra Madre de Chiapas). Su límite oriental lo constituye el borde occidental de la plataforma de Yucatán. Por el norte, su límite conocido lo forma la línea de costa, pero es probable que su verdadero límite se encuentre aún más al norte, bajo las aguas del Golfo de México.

FISIOGRAFÍA E HIDROGRAFÍA.—Si bien la superficie de la Cuenca de Macuspana es en términos generales ondulante, con elevaciones, hasta de unos 40 metros sobre el nivel del mar y con enormes pantanos y lagunas, pueden diferenciarse, en función del relieve, dos unidades topográfica de las que se hablará muy someramente, citándolas de norte a sur.

La primera unidad la constituye la extensa llanura comprendida entre el Golfo de México por el norte y las estribaciones de la Sie-



rra Madre de Chiapas por el sur y que forma parte de la Planicie Costera del Golfo, la cual debe de haber tenido su origen en las pos-trimerías del ciclo de erosión de los ríos que la cruzan drenando hacia el norte para desembocar finalmente en el Golfo de México.

La planicie es interesante porque en ella pueden observarse los fenómenos de erosión de los ríos hasta alcanzar su nivel de base (caso de los ríos Grijalva y Usumacinta), originados por la senectud de la planicie y porque puede también apreciarse el rejuvenecimiento posterior de la llanura costera, causado en algunos casos por movimientos epeirogénicos y en otros por elevaciones tectónicas de carácter local.

La segunda unidad está formada por la zona montañosa de la región, la que se encuentra en la parte sur de la Cuenca formando las estribaciones de la Sierra de Chiapas. En esta unidad las eminencias topográficas son de mayor elevación que las de la planicie. Entre ellas se cuentan los cerros de Macuspana, Palomas, Agua Blanca, Buena Vista y el Zopo, formados por calizas del Oligoceno. Esos cerros alcanzan alturas de 200 a 400 metros sobre el nivel del mar.

En la parte suroeste de la Cuenca, donde las características físicas de las formaciones que afloran, así como las condiciones tectónicas tienen influencia en el relieve topográfico, se localizan algunas elevaciones de menor importancia.

Todos los ríos y arroyos que surcan la superficie de la Cuenca de Macuspana pertenecen a alguno de los dos grandes sistemas fluviales del sureste de México: el Sistema Fluvial del río Grijalva y el Sistema Fluvial del río Usumacinta, que forman parte del Sistema Hidrográfico del Atlántico.

RESUMEN GEOLÓGICO.—Dentro de los límites de la Cuenca de Macuspana-Campeche afloran sedimentos cuya edad va del Eoceno al Reciente, aunque es probable que existan dentro de ella también sedimentos del Cretácico como los que afloran hacia la parte sur de la Cuenca. No se conocen en ella afloramientos de rocas ígneas.

Los sedimentos más antiguos están expuestos en los bordes sur-occidental y austral de la Cuenca, en las cadenas montañosas frontales de la Sierra de Chiapas, dentro de lo que viene a ser la segunda unidad fisiográfica que antes fuera mencionada.

Sobre aquellos sedimentos descansan otras rocas que, en general, están dispuestas según fajas que son cada vez más jóvenes cuanto más al norte se encuentran.

En cuanto a la planicie, la mayor parte de los sedimentos que en ella están expuestos pertenecen al Plio-Pleistoceno, sin estar completamente diferenciados.

Los fenómenos tectónicos de la Cuenca de Macuspana-Campeche presentan dos tendencias generales de orientación tanto en los ejes estructurales como en las zonas de afallamiento, una de noroeste a sureste y la otra de nor-noreste a sur-suroeste. La primera se observa al sur y suroeste de la Cuenca en las estructuras de Buenavista, Morales, La Encarnación y Amate-Barrancas. Es esta la más importante y posiblemente es la más antigua, correlativa con el diastrofismo de fines de la revolución Laramide.

La otra tendencia de orientación general, de nor-noreste a sur-suroeste es el resultado de movimientos diastróficos ocurridos durante el Mioceno superior y principios del Plioceno, que fueron los que dieron en último término con la configuración actual al territorio que cubre la Cuenca de Macuspana-Campeche.

Como consecuencia de estos movimientos, en el límite suroeste de la Cuenca las lutitas miocénicas de la formación Amate superior y las arcillas de la formación Belem descansan en contacto anormal sobre las lutitas del Oligoceno y sobre las areniscas de la formación Encajonado respectivamente, como resultado de dos transgresiones marinas.

La primera transgresión que tuvo lugar durante la época correspondiente a la formación Amate superior (Mioceno Inferior) fué seguida por una gran transgresión ocurrida durante la etapa de depósito de la formación Zargazal (Mioceno medio), motivada ésta por un movimiento de emersión lento, pero de gran duración, que se prolongó hasta iniciarse el depósito de la formación Belém (Mioceno Superior) cuando el piso se fué hundiendo nuevamente, originando la otra transgresión marina, que fué más violenta al suroeste de la cuenca, registrándose posteriormente una regresión final hacia fines de la época del depósito de la formación Belém. A partir de esta etapa predominaron en lo que hoy es suelo tabasqueño pantanos de aguas salobres durante el Plioceno y el Pleistoceno. En estos últimos tiempos el hundimiento estuvo equilibrado por una rápida acumulación de depósitos pantanosos y deltaicos.

El Oligoceno está en general menos plegado que el Mioceno. Tal fenómeno se debe al diferente grado de compacidad de los sedimentos de cada una de esas épocas, pues en tanto que las formaciones del

| Período     | Etapas           | Formación                                                                                                  | Espesor Medio<br>en metros |
|-------------|------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|
| RECIENTE    |                  | Aluvión, arenas de playa y depósitos de río                                                                | 40                         |
| PLEISTOCENO |                  | TIERRA COLORADA<br>Serie de barro y arenas no clasificadas.                                                | 30                         |
| PLIOCENO    |                  | TRES PUENTES<br>Depósito de pantano y de delta                                                             | 250                        |
| MIOCENO     | SUPERIOR         | BELEM SUPERIOR.—Arcillas y arenas de agua salobre<br><br>BELEM INFERIOR.—Arcillas y arenas de agua salobre | 390                        |
|             | MEDIO            | ZARGAZAL<br>Arenas costeras y lutitas.                                                                     | 430                        |
|             |                  | ENCAJONADO<br>(Local?)<br>Arenas costeras y lutitas.                                                       | 900                        |
|             | INFERIOR         | AMATE SUPERIOR<br>Lutitas, con el grupo de arenas González                                                 | 600-800                    |
|             |                  | AMATE INFERIOR<br>Lutitas, con el grupo de arenas Prudencia                                                | 900                        |
|             |                  |                                                                                                            |                            |
| OLIGOCENO   |                  | CALIZA MACUSPANA<br>LUTITAS MISOPA                                                                         | 400-500<br>400-800         |
| EOCENO      | SUPERIOR Y MEDIO | CALIZA CHINAL<br>LUTITAS CHINAL<br>(Conglom. Puente de Piedra. Local)                                      | 200<br>800<br>4-6          |
|             | INFERIOR         | LUTITAS CANDELARIA<br>(Parte Inf.—Chicontepec-Velasco)                                                     | 2000                       |
|             |                  |                                                                                                            |                            |

TABLA No. 10. Divisiones del Cenozoico de Tabasco y Chiapas.

Oligoceno son lutitas calcáreas que alternan con capas de calizas, y calizas compactas, las formaciones del Mioceno son arcillas arenosas plásticas y arenas poco consolidadas; de ahí que en estos últimos se hayan formado pliegues y deformaciones intensas y un gran número de fallas y fracturas.

RESUMEN ESTRATIGRÁFICO.—La columna estratigráfica de la Cuenca de Macuspana-Campeche se presenta en la tabla No. 11. La descripción correspondiente, es en resumen, la siguiente:

### *Eoceno*

En términos generales, está constituido por una serie monótona de lutitas micacíferas de color gris azul, más o menos calcáreas, que alternan con lechos delgados de arenisca, entre las que se encuentran algunos horizontes de conglomerado.

Dentro del Eoceno se advierten notables cambios de facies, siendo más y más calcáreos los sedimentos a medida que se avanza hacia el oriente, al grado de que en la parte noroeste del Estado de Chiapas el Eoceno está representado casi totalmente por calizas.

Atendiendo a las características litológicas, así como a la presencia de ciertos fósiles, el Eoceno de la región en consideración puede dividirse en tres partes: superior, media e inferior, dentro de los cuales se encuentran las siguientes formaciones:

#### EOCENO SUPERIOR Y MEDIO

Calizas Chinal  
Lutitas Chinal  
Conglomerado Puente de Piedra.

#### DISCORDANCIA

#### EOCENO INFERIOR

Lutitas Candelaria (Chicontepec-Velasco ?)

La descripción que corresponde a estas formaciones es como sigue:

#### *Eoceno Inferior*

*Lutitas Candelaria.* (Chicontepec-Velasco ?).—Los sedimentos del Eoceno inferior de la Cuenca de Macuspana guardan por su contenido



de microfauna, cierta semejanza con los de la serie Chicontepec-Velasco de la Cuenca de Tampico-Tuxpan, en atención a lo cual se les ha dado la misma denominación. Tales sedimentos ocupan una extensión superficial más bien reducida y generalmente se presentan como remanentes de erosión en los flancos de los anticlinales de la parte sur de la Cuenca, o, en su defecto, en los sinclinales al suroeste de Macuspana, Tab.

Al sur de Macuspana, Tab., los sedimentos del Eoceno inferior están constituidos en general por lutitas calcáreas de colores gris oscuro y azul cuando están frescas o bien de colores café y achocolatado cuando están alteradas por acción del intemperismo. Hacia la base de la sección se presentan algunos horizontes arenosos y conglomeráticos. A unos 300 metros arriba de la base se encuentra una zona de lutitas muy calcáreas que pasan a veces a calizas arcillosas duras, de color gris oscuro, que se reflejan en la topografía formando pequeños lomeríos.

Las lutitas calcáreas del Eoceno inferior contienen una abundante y variada microfauna y muy poco macrofauna. Esta última se encuentra representada por moldes y fragmentos de pelecípodos pequeños, de género y especie indeterminables.

El contacto inferior de la serie descrita es generalmente discordante sobre las calizas del Cretácico. Su contacto superior es igualmente discordante. Esta segunda discordancia está representada por el conglomerado Puente de Piedra que marca la inepción de las lutitas Chinal del Eoceno Medio.

El espesor de los sedimentos del Eoceno Inferior es de 2000 metros aproximadamente al sur y sureste de Macuspana, Tab.

Cabe mencionar que los sedimentos lutíticos antes descritos figuran en los primeros trabajos geológicos de la región con el nombre de Lutitas Candelaria.

### *Eoceno Medio y Superior*

*Conglomerado Puente de Piedra.*—Marca según antes se dijo, la inepción del Eoceno Medio. Su localidad típica se encuentra en la finca Puente de Piedra (de donde toma su nombre), que está ubicada sobre la margen derecha del río Puxcatán a unos 4 Km. al sur del cruce de dicho río con el Ferrocarril del sureste. El lugar se localiza a unos 33 Km. al suroeste del poblado de Salto de Agua, Chis.



Aunque el conglomerado Puente de Piedra no tiene propiamente el carácter de formación, se le describe por separado por su valor correlativo, ya que en diversos lugares, tales como Puente de Piedra, Puxcatán, Tapijulapa, Tab., etc. sirve de límite entre el Eoceno Inferior y el Eoceno Medio.

El conglomerado de que se trata forma en su afloramiento tipo un banco de 4 a 8 metros de espesor, que cruza el río. En su base se compone de cantos rodados angulosos y semiangulosos, mal clasificados de caliza fosilífera del Albiano-Cenomaniano, con abundantes especies de corales, cementado todo ello con areniscas calcáreas y con carbonato de calcio. El tamaño de los componentes varía desde unos pocos milímetros hasta varios decímetros cúbicos. La angularidad de los cantos muestra que probablemente provienen de los vecinos cerro Guayal y Paso Mono, que se encuentran pocos kilómetros al sur de Salto de Agua, Chis.

Entre las capas de conglomerado citadas y en la parte superior de ellas, existen lechos de areniscas de grano grueso, micacíferas, cementadas con carbonato de calcio que contienen fósiles del Eoceno. Tanto las areniscas como el conglomerado están impregnados de aceite negro, viscoso.

El Conglomerado Puente de Piedra gradúa en areniscas hacia el norte, dentro de la región de Macuspana.

*Lutitas Chinal.*—Se les encuentra en el área comprendida entre Macuspana, Tab., Tacotalpa, Tab. y Salto de Agua, Chis. Sus mejores afloramientos se localizan al sur de la vía del F. C. del Sureste en el tramo comprendido entre Tacotalpa, Tab. y Salto de Agua, Chis.

Consta la formación de un conjunto de lutitas de colores gris azul y gris oscuro, micacíferas, estratificadas en capas delgadas, con abundancia de microfauna. Cubren a las lutitas del Eoceno Inferior estando de por medio el conglomerado Puente de Piedra antes descrito.

El espesor de las Lutitas Chinal varía de 800 a 2000 metros.

*Calizas Chinal.*—Están expuestas también, en el área comprendida entre Macuspana, Tacotalpa y Salto de Agua.

La formación está constituida por calizas de color gris claro, criptocrystalinas, sin micro o macrofauna, que por lo general muestra buena estratificación en capas delgadas, aun cuando hay partes de aspecto masivo. En el Cerro Chinal, la localidad tipo, las calizas cubren a las

Lutitas Chinal y están cubiertas concordantemente por el Oligoceno.

Se sospecha que las calizas de que se trata pueden ser simplemente una facies equivalente de los sedimentos que forman la parte superior de las Lutitas Chinal en otras localidades, pero a falta de evidencias paleontológicas y de estudios de detalle se les coloca en la cima del Eoceno por encima de las tantas veces mencionadas Lutitas Chinal.

El espesor de las calizas Chinal varía de 200 a 250 mts.

En relación con las posibilidades petrolíferas del Eoceno de la Cuenca de Macuspana-Campeche, puede decirse que éstas son más bien pobres. Las manifestaciones de hidrocarburos en las rocas eocénicas que afloran son escasas, así como también son escasas o nulas en los sedimentos de esa edad que se han cortado en algunas perforaciones. En pozos recientemente perforados en la parte noroccidental de la Cuenca se han atravesado espesores considerables de sedimentos del Eoceno sin encontrar manifestaciones de hidrocarburos, como lo ejemplifica el pozo Macuiltepec No. 2 (1952) que perforó 1860 metros de Eoceno sin que se registraran hidrocarburos.

La sección eocénica atravesada consistió esencialmente de lutitas con intercalaciones esporádicas de caliza ligeramente arcillosa.

### *Oligoceno*

Tiene en general una mayor distribución que el Eoceno, aunque también sus afloramientos están sobre las márgenes suroeste y sur de la Cuenca.

Dentro del Oligoceno se advierte también el fenómeno ya señalado para el caso del Eoceno, de que los sedimentos presentan variaciones litológicas lateralmente, pues mientras que entre Macuspana, Tab. y Salto de Agua, Chis., está formado por lutitas y calizas, más al oriente, hacia Palenque, Chis., y Tenosique, Tab., está constituido principalmente por calizas.

El Oligoceno de Macuspana-Campeche comprende las formaciones siguientes:

#### OLIGOCENO

Caliza Macuspana ..... Lutitas Encarnación.

Lutitas Misopá

Conglomerado Limón (Local).

*Conglomerado Limón.*—El afloramiento típico del conglomerado Limón se encuentra a unos 2 Km. al oriente de la finca Puente de Piedra sobre la margen oriental del río Chinal.

Se compone principalmente de cantos rodados de calizas de colores gris y blanco, hasta de 30 cm. de diámetro, cementados con  $\text{CaCO}_3$ .

El espesor máximo observado, unos 10 metros, está en unos lomeríos de 1 Km. al norte del Paso Limón, lugar del que toma su nombre. Este conglomerado es de distribución superficial restringida. Se observa, discordantemente, inmediatamente debajo de las lutitas Misopá del Oligoceno.

*Lutitas Misopá.*—Las Lutitas Misopá, que forman la división inferior del Oligoceno, se encuentran bien desarrolladas en el extremo norte del cerro de Misopá, del cual toman su nombre. En esta localidad, la formación alcanza un espesor de 840 metros. Consiste de lutitas calcáreas, de color azul oscuro a gris oscuro, que en parte son arenosas y micacíferas. Hacia la base aumenta el contenido arenoso. Hacia la cima, son más calcáreas. En general, los sedimentos presentan buena estratificación.

La característica principal para diferenciar las Lutitas Misopá de las Lutitas Chinal del Eoceno es que aquéllas tienen un mayor contenido de macrofósiles. Además, es frecuente la presencia, en abundancia, del foraminífero *Lepidocyclina*, Sp.

El contacto superior de las Lutitas Misopá parece ser normal debajo de las calizas Macuspana.

El espesor medio de las lutitas Misopá es de 850 metros.

*Caliza Macuspana.*—La caliza Macuspana, que forma localmente una unidad litológica bien definida, toma su nombre del cerro de Macuspana (al sur del pueblo de igual nombre, en el Estado de Tabasco), en el cual están bien expuestas. En este lugar alcanza un espesor de 220 metros, pero más al sureste, hacia Salto de Agua y Palenque, ya en el Estado de Chiapas, se registran espesores mayores (más o menos 500 metros en Palenque, Chis.).

Consiste la formación que se describe, de calizas arrecifales de colores crema, gris claro y blanco, estratificadas por lo común en capas más bien delgadas, especialmente en la cima y hacia la base de la sección. Pese a su carácter arrecifal, no muestra la cavernosidad

típica de la caliza arrecifal del Cretácico de la Región de Tampico. Entre la fauna que contiene pueden mencionarse varias especies de corales, de algas, de pelecípodos y de gasterópodos.

Al sureste de Macuspana, entre Salto de Agua y Palenque, donde aumenta el espesor de la serie de calizas, la zona fosilífera queda restringida a los 100 ó 120 metros superiores, en tanto que la parte restante está compuesta por calizas compactas amarillentas, o por calizas de apariencia yesosa, de color gris blanco. Algunas de estas capas, especialmente las inferiores, tienen textura ligeramente arenosa. En el caso que se describe, estas calizas quedan situadas directamente sobre sedimentos eocénicos. Por ello, es probable que en este caso y aun cuando se usa indistintamente el nombre de calizas Macuspana, la porción inferior de la serie de calizas no representa sino un cambio de facies de los sedimentos que hacia el poniente son predominantemente lutíticos.

En el cerro de Macuspana, se desconoce el contacto superior de las calizas, porque éstas se pierden debajo de sedimentos recientes que cubren la falda septentrional del referido cerro. En las cercanías de Salto de Agua y de Palenque, Chis., las calizas del Oligoceno están cubiertas por estratos arcillo-arenosos del Mioceno Inferior.

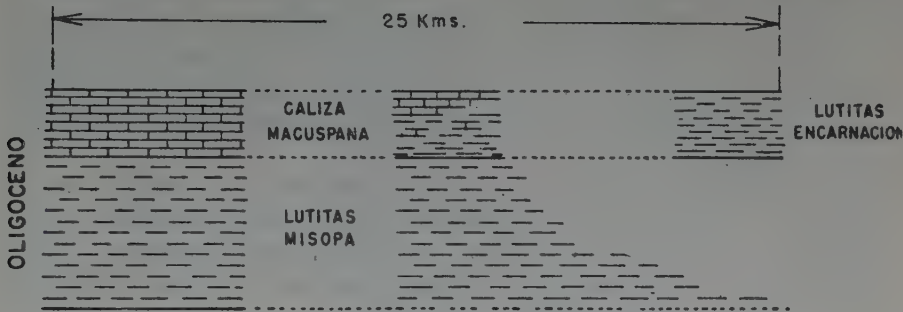
*Lutitas Encarnación.*—Se considera que éstas no son sino una variante de las calizas Macuspana, hacia el norte del cerro de ese nombre, es decir, que no representan una serie o piso diferente, sino que son equivalentes en edad a las calizas Macuspana. Lo asentado, que ya antes había sido mencionado por Campbell (Informe inédito, 1927) parece encontrar su demostración en el hecho de que algunos de los pozos que se han perforado en la parte sur de la Cuenca de Macuspana han tocado el Oligoceno y aún lo han atravesado, sin encontrar la sucesión estratigráfica conocida en la superficie, según la cual debajo del Mioceno inferior se encuentran calizas (Caliza Macuspana) y debajo de éstas, las Lutitas Misopá. En esos casos se ha encontrado, debajo del Mioceno inferior, una serie de lutitas correlacionables con las lutitas que se encuentran en la región de la Encarnación, Tab., poniente y noroeste de Macuspana, Tab.

El esquema que se presenta a continuación explica de manera más clara lo asentado.

Litológicamente, las Lutitas Encarnación son semejantes a las Lutitas Chinal de manera tal que resulta difícil distinguir unas de



otras a simple vista; sólo el contenido faunal permite hacer tal diferenciación.



RELACION ENTRE LA CLZ. MACUSPANA Y LAS LUTITAS ENCARNACION

En el área de la Encarnación las lutitas de este nombre alcanzan un espesor de 750 a 1,000 metros, mayor que el que tienen las calizas Macuspana. Tal circunstancia es explicable al considerar que esas lutitas representan un depósito en condiciones diferentes a las que privaban al depositarse, simultáneamente, pero en otra parte de una misma cuenca, las calizas Macuspana.

Hasta la fecha no ha resultado productor de hidrocarburos el Oligoceno de la Cuenca de Macuspana-Campeche, no obstante que se han registrado algunas manifestaciones en varios pozos perforados en la parte sur del Estado de Tabasco.

Si se le juzga por sus características litológicas, puede decirse que las calizas Macuspana reúnen las condiciones necesarias para considerarlas como rocas acumuladoras de aceite, dada su porosidad y su permeabilidad.

### *Mioceno*

Al igual que en la Cuenca Salina del Istmo, en la Cuenca de Macuspana-Campeche los sedimentos del Mioceno son los de mayor importancia desde el punto de vista económico-petrolero, en virtud de que todas acumulaciones de hidrocarburos en proporciones comerciales que en ella se explotan se encuentran, sin excepción, en relación directa con rocas miocénicas, particularmente con rocas del Mioceno Inferior.



Los sedimentos del Mioceno afloran, dentro de la Cuenca de Macuspana-Campeche, al oriente y al norte de la línea que uniese las poblaciones de Villahermosa, Tab., Macuspana, Tab., Salto de Agua, Chis., y Palenque, Chis., cubriendo terrenos que quedan, parte en el sur del Estado de Tabasco y parte en el norte del Estado de Chiapas. Dentro del Estado de Tabasco se extienden mucho más al norte aún, salvo que están cubiertos en su mayor parte por depósitos recientes de acarreo fluvial.

El carácter litológico de las rocas miocénicas es variable de un lugar a otro según fueron las condiciones del medio ambiente en que se depositaron. Consisten de lutitas, margas, arenas, areniscas, varios horizontes de ceniza volcánica y algunos cuerpos de caliza cuya presencia es más bien de carácter local.

Las formaciones que integran el Mioceno de la Cuenca de Macuspana-Campeche son las siguientes:

#### MIOCENO SUPERIOR

Belem superior

Belem inferior

#### MIOCENO MEDIO

Zargazal

Encajonado

#### MIOCENO INFERIOR

Amate Superior

Amate Inferior

Los espesores de las formaciones citadas varían de una localidad a otra, pero aumentan en general de sur a norte, aumentando también en la misma dirección la proporción de arenas según lo ilustra la sección del Amate Superior a través de los pozos Morales-Vernet-Colombo-Bitzal y Cantemec de la Figura 29.

Los espesores que se mencionan en la tabla No. 10 son los espesores medios registrados en secciones expuestas en la superficie, pero en algunos casos, como sucede con la formación Amate Superior, el espesor es mucho mayor en las secciones medidas en los pozos.

SECCION QUE MUESTRA LOS DESARROLLOS ARENOSOS DEL AMATE SUPERIOR  
EN LA CUENCA DE MACUSPANA-CAMPECHE.

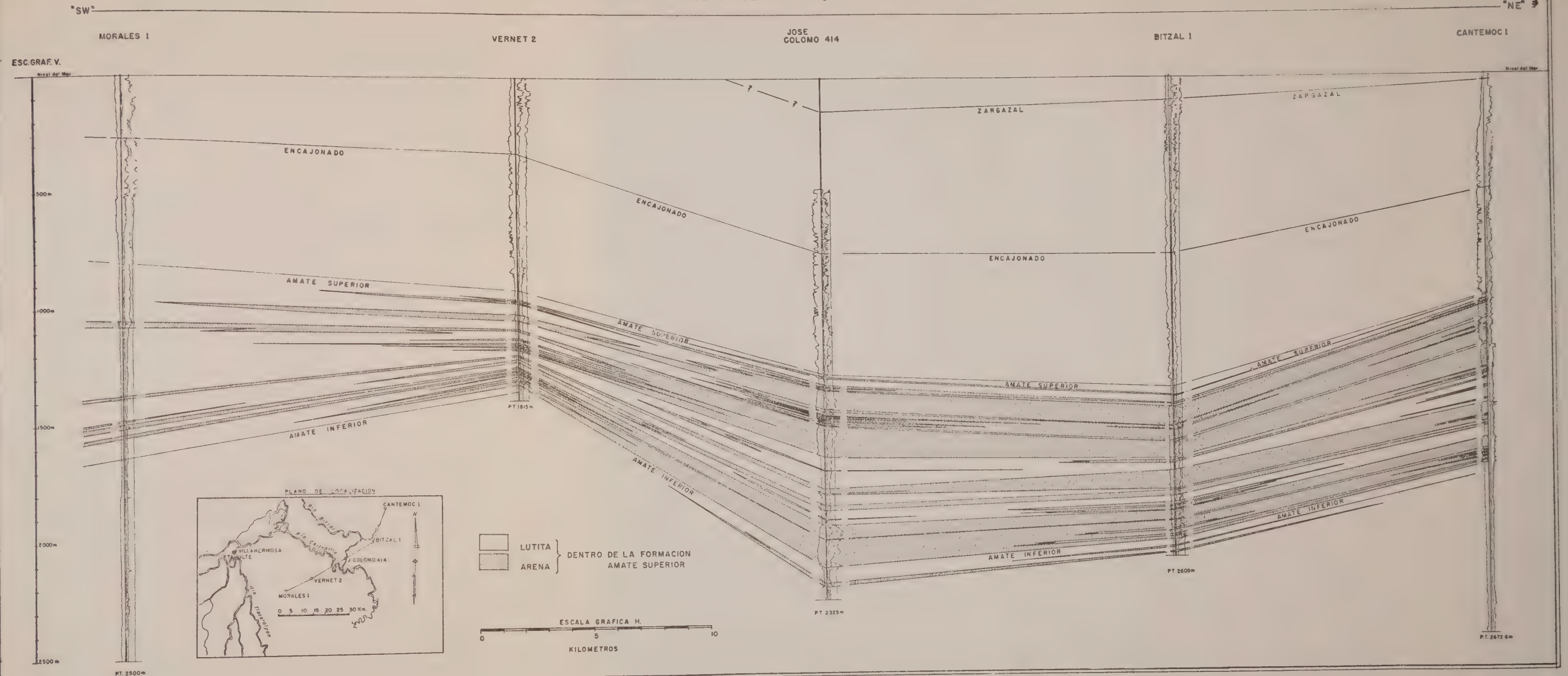


Figura No. 29.



Caso típico lo constituye el campo José Colomo (del que se hablará más adelante) en cuyos pozos se ha registrado un espesor del orden de los 1,000 metros para el Amate Superior en tanto que en la superficie esta formación alcanza sólo 600 metros.

La descripción que corresponde a las formaciones miocénicas es la siguiente:

### *Mioceno Inferior.*

*Formación Amate Inferior.*—Aflora en el área situada al noroeste; al sur y al sureste de Macuspana, Tab.; al norte y noreste de Salto de Agua, Chis., y a lo largo de una faja estrecha pero larga que pasase por Palenque, Chis., y Tenosique, Tab.

En el subsuelo se le conoce en la mayor parte de las perforaciones que se han efectuado dentro de la Cuenca de Macuspana, al oriente y al norte de la línea Villahermosa-Macuspana-Salto de Agua.

La localidad típica se encuentra en la región de Amate Barrenas, al noroeste de Macuspana, Tab.

La formación está constituida por lutitas de colores gris o gris azul, bien estratificadas en capas delgadas que alternan con lechos de arena o de arenisca fina, de colores gris amarillento o crema. Las lutitas contienen generalmente una microfauna característica en abundancia.

En la superficie, hacia la parte superior de la sección lutítica se encuentra una notable zona de arenas y areniscas que se denomina *Arenas Prudencia*, que tiene un espesor medio de 30 metros. En algunas localidades esta zona arenosa alcanza hasta 80 metros de potencia. Sus componentes, —arenas de cuarzo principalmente—, son de grano fino a medio, semiangulosos.

Las Arenas Prudencia son de interés desde el punto de vista petrolero como rocas almacén. Por otra parte, en algunos de sus afloramientos se aprecian manifestaciones de aceite.

El espesor total de la formación Amate inferior medido en secciones superficiales es de 750 metros. En los pozos se han medido hasta 900 metros de Amate Inferior (en el campo de Fortuna Nacional), y se sospecha que en la parte central de la Cuenca de Macuspana-Campeche alcanza espesores aún mayores.



*Formación Amate Superior.*—En el área de su afloramiento es prácticamente la misma que en el caso de la formación anterior, sobre la cual descansa.

En el subsuelo se le ha cortado también en la mayoría de las perforaciones.

La formación Amate Superior se compone de lutitas de colores gris y gris azul, bien estratificadas con delgadas intercalaciones de arena y arenisca de grano fino. En las muestras colectadas en la superficie se ve que la formación contiene una abundante microfauna típica, lo cual no ocurre en las muestras procedentes de los pozos de la parte central de la Cuenca.

Cerca del contacto con la superyacente formación Encajonado se encuentra un cuerpo de arenas y areniscas de grano fino a medio, micacíferas, de color gris-azul, conocido con el nombre de *Arenas González*, las que en algunos de sus afloramientos, especialmente al poniente del poblado de Tequila, Tab., están impregnadas de aceite. El espesor de esta zona de arenas varía de 100 a 130 mts.

El espesor total de la formación Amate Superior, medido en secciones superficiales, varía de 600 a 700 metros, pero aumenta hacia la parte central de la Cuenca según lo han probado las perforaciones en los campos de José Colomo y Cantemec, donde esta formación alcanza una potencia del orden de los 1,000 metros.

Refiriéndose a las zonas de arenas Prudencia y González, debe aclararse que no se les ha podido diferenciar en los pozos situados al norte y noreste de Macuspana, Tab., ya que en ellos los sedimentos del Mioceno inferior, además de ser más potentes que en las secciones de la superficie, tienen varios horizontes arenosos bien definidos que son excelentes índices para la correlación local, algunos de los cuales tienen individualmente espesores de 180 y 200 metros, como ocurre en el campo José Colomo.

### *Mioceno Medio.*

*Formación Encajonado.*—Sus mejores afloramientos se encuentran en el área de Macuspana-La Encarnación, en Tabasco.

De acuerdo con sus características, la formación puede dividirse en dos partes que se denominan *Encajonado Inferior* y *Encajonado Superior* respectivamente.



El Encajonado Inferior está formado esencialmente por areniscas pobremente cementadas, de grano fino, más o menos arcillosas, de colores azul claro, gris o crema, que se caracterizan por su abundancia de pequeños cristales de cuarzo de color rosado. Contiene también algunas lentes de gravilla fina de cuarzo. Hacia la base las areniscas son de color amarillento o rosado, arkósicas, de estratificación irregular (y a veces sin ella), siendo más compactas y duras en la parte inferior donde se encuentran además concreciones calcáreas redondeadas. La fauna que contiene esta parte consiste principalmente de pequeños bivalvos y gasterópodos y de pocos foraminíferos.

El Encajonado Superior está constituido por margas, lutitas arenosas y arenas arcillosas sueltas, que alternan con delgadas capas de arcillas puras de color gris. Las arenas son por lo común de color rosado y contienen mica en abundancia. Las arenas arcillosas son ricas en restos de macrofauna.

El espesor de las dos divisiones de la formación Encajonado antes citadas es de 450 y 290 metros aproximadamente.

En el área de Macuspana-La Encarnación, Tab., donde se encuentra la localidad típica de la formación Encajonado, ésta forma, gracias a sus características físicas, un elemento fisiográfico positivo que se conoce con el nombre de Ceja del Encajonado.

*Formación Zargazal.*—Está expuesta en el área situada al norte de Macuspana, Tab., entre esta población y los pueblos de Tierra Colorada, e Ismate, Tab.

Está representada por capas de arcillas de colores gris oscuro y gris verdoso oscuro, interestratificadas con capas delgadas y laminadas de arena generalmente arcillosa, de colores amarillo y azul. Estos sedimentos alternan con capas delgadas de material carbonoso, turba o lignita. Existen, además, cuerpos lenticulares de arena de color café, hasta de 5 centímetros de espesor.

En las lutitas arenosas se encuentran numerosos restos de macrofauna, pelecípodos principalmente, entre los que predominan las especies de *Mactra* y *Arca*.

Una característica que parece ser peculiar en la formación Zargazal, además de las capas arenosas y del material carbonoso, es la presencia de pequeños cristales de yeso de origen secundario.

La formación fué depositada en lagunas marginales, con inepciones del mar ocasionales. Esto explica la presencia de lignitas que alternan con lechos fosilíferos que contienen fauna marina.

El espesor medio de la formación Zargazal es del orden de los 450 metros tanto en la superficie como en los pozos, pero en el flanco sur del anticlinal de Morales, sobre el cual se encuentra el campo petrolero del mismo nombre, llega a los 600 mts. de potencia.

### *Mioceno Superior.*

*Formación Belem Inferior.*—Aflora en la región de Belem, Tab., al norte y noreste de Macuspana, Tab.

La formación está constituida por cuerpos potentes de arcillas de colores gris, verde olivo y azul, calcáreas, duras y compactas, sin estratificación, que alternan con lechos de arcilla arenosa compacta y capas de arena de color blanco, generalmente de grano fino. Estas arenas por lo general están sueltas aunque en algunas partes se han convertido en areniscas, con poca extensión lateral.

Alternando con las capas anteriores, aparecen lechos fosilíferos y lignitas y ocasionalmente capas de caliza hasta de 80 cm. de espesor, formadas por la cementación calcárea de los fósiles, las cuales no tienen gran extensión lateral.

En la parte inferior de esta formación, las capas fosilíferas son abundantes.

En comparación con la Zargazal, las capas fosilíferas son menos abundantes en esta formación.

La base de la formación se toma, un tanto arbitrariamente, a la primera aparición, de la fauna de *Ostrea Gigas* que le es característica.

El espesor medio de la formación Belem es de 700 metros.

*Formación Belem Superior.*—Aflora en la misma región que la formación antes descrita.

Está formada por capas de 1 a 10 m. de espesor de arcillas calcáreas, de colores gris verdoso, azul y café, poco consolidadas y muy fracturadas, que alternan con lechos relativamente poco abundantes de arena suelta, ocasionalmente bien estratificados y en partes con estratificación cruzada. El espesor de estas arenas varía entre 50 cm. y 6 mts.

Entre estas capas se encuentran algunos lechos muy fosilíferos y otros en que los fósiles son más bien escasos y están diseminados.

Asociadas con los sedimentos anteriores, ocasionalmente se encuentran arcillas carbonosas en lechos hasta de 50 cm. de espesor.

La formación Belem superior tiene un espesor medio de 750 metros.

### *Plioceno*

Lo que se considera como Plioceno y que cubre gran parte de la superficie del Estado de Tabasco, está formado por depósitos de delta y de pantano. Consecuentemente, se presentan arenas arcillosas mal consolidadas, de color rosado a rojizo, que alternan con lechos de arcilla gris y púrpura, ambas mal estratificadas, entre las que ocasionalmente se distinguen algunas arcillas carbonosas y lechos de turba.

Los sedimentos representativos del Plioceno de Tabasco se conocen con el nombre de formación *Tres Puentes*. Esta descansa sobre los sedimentos de la formación Belem superior. A diferencia de la formación Zargazal, que también contiene capas de turba, los sedimentos de la formación Tres Puentes carecen tanto de macrofauna como de microfauna. Su espesor, un tanto variable, se estima entre 180 y 250 metros.

La formación Tres Puentes carece de importancia desde el punto de vista petrolero.

### *Pleistoceno*

Las capas de esta época varían considerablemente en carácter y en espesor en diferentes áreas. Así en algunos lugares es simplemente un residuo suave de la formación subyacente que ha sido lavada y removida, pero retiene aún los colores característicos de la formación original y sólo se diferencia de ella por el hecho de que está menos consolidada y consecuentemente es más suave cuando se le golpea con el martillo.

El depósito más característico del Pleistoceno es la formación *Tierra Colorada*, de característico color rojo, que es una arcilla arenosa. Hay dos facies diferentes de esta formación, ambas muy diferentes en su modo de formarse. Las dos son lateritas impuras. Una es heterogénea, de carácter fluvio-detrítico, cuyos materiales a menudo han sido transportados a distancias considerables por el agua

y redepositados. La otra facies de la Tierra Colorada se debe a la lateritización "in situ" de una formación particular.

El espesor de los sedimentos pleistocénicos varía de 10 a 50 mts.

### *Reciente*

Los ríos principales empiezan a divagar tan pronto como llegan a la planicie costera, cambiando repetidamente la dirección de su curso. Como consecuencia, los depósitos aluviales se encuentran profusamente distribuidos. Su espesor es variable, pero se estima, como cifra promedio, la de 40 metros.

### DESARROLLO PETROLERO DE LA CUENCA DE MACUSPANA-CAMPECHE

La región de Macuspana, Tab., empezó a llamar la atención como región posiblemente productora de petróleo desde las últimas décadas del siglo pasado, merced a las numerosas chapopoterías y exudaciones de aceite que se conocían en la región. En 1863 el sacerdote Manuel Gil y Sáenz descubrió lo que él llamó "Mina de Petróleo de San Fernando" cerca de Tepetitán, Tab. Obtuvo y llevó petróleo a los Estados Unidos, pero su explotación no resultó costea-ble porque, aunque su producto era de primera calidad, la producción de aquel país, iniciada unos pocos años antes, era por aquel entonces superior a la demanda.

Algunos años más tarde, en 1883 el Dr. Simón Sarlat Nova, entonces gobernador del Estado de Tabasco, organizó una compañía para explotar algunas chapopoterías y para perforar al oriente de Macuspana, Tab., pozos de poca profundidad en busca de petróleo. El primer pozo fué perforado en 1886 y alcanzó una profundidad de 27.4 metros, habiéndose obtenido resultados alentadores, pues aunque la producción que se obtuvo no llegó a tener carácter comercial, la buena calidad del producto y la poca profundidad a la cual se le encontró denotaron la posible existencia de un yacimiento importante. Cabe mencionar que posteriormente, a partir de 1905 y hasta 1926 y nuevamente entre 1946 y 1950, se prosiguieron las perforaciones en aquella localidad que lleva hoy día el nombre de Sarlat, en memoria de aquel gobernante. En este mismo lugar se encuentra el campo petrolero de Sarlat.

Las primeras exploraciones sistemáticas con fines petroleros llevadas a cabo en Tabasco datan de 1906 y tuvieron su principio pre-



cisamente en la región de Sarlat. Con posterioridad estos estudios se hicieron extensivos a otras áreas y así en 1925 se localizó el anticlinal de Belem al poniente de Sarlat, anticlinal en el cual se perforaron entre 1926 y 1929, cuatro pozos que produjeron en sedimentos del Mioceno, pequeñas cantidades de aceite o de gas, no explotables comercialmente.

Posteriormente, a partir de 1947 se han llevado a cabo nuevas perforaciones en la estructura de Belem, descubriéndose con ellas el campo que lleva el nombre de Fortuna Nacional.

Entre los años de 1923 y 1936 se hicieron trabajos de exploración por medio de la balanza de torsión, en la Zona Sur. Se iniciaron en la región de Soledad (en la Cuenca Salina del Istmo) y fueron extendiéndose paulatinamente hacia el oriente, dentro del Estado de Tabasco.

Con ellos se determinó el máximo gravimétrico de Jalpa. Se consideró entonces que esta anomalía podía corresponder con un levantamiento en rocas del Cretácico, lo que concuerda con las ideas actuales.

La segunda fase de exploraciones gravimétricas se inició en 1943 usando gravímetros. Los objetivos principales fueron, en primer término, ligar los diferentes trabajos que se habían hecho con anterioridad, y en segundo lugar llevar a cabo un reconocimiento sobre la parte oriental de Tabasco y en la planicie costera del Estado de Campeche. Esta segunda parte del trabajo reveló la existencia de numerosas anomalías entre las que se destaca un eje de mínimos que, con rumbo suroeste-noreste va desde Macuspana, Tab. hasta Xicalango, Camp., en las proximidades de Ciudad del Carmen, Camp., sobre un área en la que existen desarrollo sedimentarios miocénicos de gran potencia.

Sobre este eje de mínimos se efectuaron posteriormente trabajos de sismología de reflexión con los que se descubrieron varias estructuras, alineadas según la dirección del eje de mínimos, algunas de las cuales ya han sido probadas y han resultado productoras como las de Xicalango, Bitzal, Cantemec y J. Colomo, donde se encuentran los campos petroleros de iguales nombres.

#### CAMPOS PETROLÍFEROS DE LA CUENCA DE MACUSPANA-CAMPECHE

A la fecha (junio de 1956) se cuenta con 8 campos productores de petróleo o gas, la mayor parte de los cuales está situada sobre o en las inmediaciones del eje de mínimos gravimétricos antes men-



cionado. El campo que más se aparta de tal eje es el de Morales, que se localiza al noroeste del poblado de Macuspana, Tab. (Fig. 26).

En todos los casos la producción proviene, sin excepción alguna, de sedimentos del Mioceno, siendo la formación Amate Superior del Mioceno Inferior la más prolífica. (Ver tabla No. 11).

Los campos con producción comercial descubiertos hasta junio de 1956 en la región de Macuspana-Campeche son los siguientes:

| Campo            | Año de Descubrimiento | Rocas Productor de: | Productoras             |
|------------------|-----------------------|---------------------|-------------------------|
| Sarlat           | 1948                  | Arenas              | Gas y destilado         |
| Fortuna Nacional | 1949                  | Arenas              | Aceite, gas y destilado |
| Xicalango        | 1950                  | Arenas              | Gas                     |
| José Colomo      | 1951                  | Arenas              | Aceite, gas y destilado |
| Cantemoc         | 1953                  | Arenas              | Gas                     |
| Vernet           | 1953                  | Arenas              | Aceite y gas            |
| Morales          | 1954                  | Arenas              | Aceite                  |
| Bitzal           | 1955                  | Arenas              | Gas                     |

En la actualidad, el campo de José Colomo es el más importante de la región. Hasta fines de 1955 su producción era ya del orden de los dos y medio millones de barriles de aceite ligero. Cabe mencionar que a raíz de su descubrimiento, los pozos estuvieron cerrados en tanto se construía el oleoducto general Macuspana, Tab.-El Plan, Ver. de 25.4 cm. (10 pulgadas) de diámetro.

En las páginas siguientes se describirán dos de los campos petroleros de Macuspana-Campeche.

#### *Campo de José Colomo.*

*Localización.*—Está situado en el Municipio de Macuspana, Tab., a 50 kilómetros al oriente de la Ciudad de Villahermosa y a 25 kilómetros al noreste del poblado de Macuspana.

*Antecedentes.*—La región donde se localiza el campo está cubierta por depósitos recientes de acarreo fluvial que enmascaran la estructura del subsuelo. Por ello se recurrió a la exploración por métodos geofísicos, —gravimetría y sismología—, que antes fué mencionada de manera breve. Por medio de sismología de reflexión efectuados en el año de 1950 se descubrió cerca de la confluencia

de los ríos Chilapa y Chilapilla una estructura geológica que tiene la forma de un anticlinal, que queda situada precisamente dentro del eje de mínimos gravimétricos citado en las páginas precedentes.

La estructura descubierta quedaba dentro de un área considerada como petrolífera. En consecuencia, se decidió probar su potencia-

| CUENCA MACUSPANA - CAMPECHE |                |                               |                                                          |               |                |                  |                                                 |                                                |             |            |            |                 |
|-----------------------------|----------------|-------------------------------|----------------------------------------------------------|---------------|----------------|------------------|-------------------------------------------------|------------------------------------------------|-------------|------------|------------|-----------------|
| CAMPOS                      | DESCUBRIMIENTO | EDAD DE LAS ROCAS PRODUCTORAS |                                                          |               |                |                  |                                                 |                                                |             |            |            |                 |
|                             |                | TERCIARIO                     |                                                          |               |                |                  |                                                 |                                                |             |            |            |                 |
|                             |                | EOCENO                        |                                                          |               | OLIGOC.        |                  | MIOCENO                                         |                                                |             | PLIOC.     | PLEIST.    |                 |
|                             |                | INF.                          | MED.                                                     | SUP.          | INF.           | SUP.             | INFERIOR                                        | MEDIO                                          | SUP.        |            |            |                 |
|                             |                | LUTITAS CANDELARIA            | LUTITAS CHINAL<br><small>[Caj. Puente de Piedra]</small> | CALIZA CHINAL | LUTITAS MISOPA | CALIZA MACUSPANA | AMATE INF.<br><small>[Arenas Prudencio]</small> | AMATE SUP.<br><small>[Arenas González]</small> | ENCALJONADO | BELEM INF. | BELEM SUP. | TRES PUENTES    |
|                             | ANO DE         |                               |                                                          |               |                |                  |                                                 |                                                |             |            |            | TIERRA COLORADA |
| CAIMBA(*)                   | 1909           | X                             |                                                          |               |                |                  |                                                 |                                                |             |            |            |                 |
| SARLAT                      | 1948           |                               |                                                          |               |                |                  | X                                               |                                                |             |            |            |                 |
| FORTUNA NACIONAL            | 1949           |                               |                                                          |               |                |                  | X                                               | X                                              |             |            |            |                 |
| XICALANGO                   | 1950           |                               |                                                          |               |                |                  |                                                 | X                                              |             |            |            |                 |
| JOSE COLOMO                 | 1951           |                               |                                                          |               |                |                  |                                                 | X                                              |             |            |            |                 |
| CANTEMOC                    | 1953           |                               |                                                          |               |                |                  |                                                 | X                                              |             |            |            |                 |
| VERNET                      | 1953           |                               |                                                          |               |                |                  |                                                 | X                                              | X           |            |            |                 |
| MORALES                     | 1954           |                               |                                                          |               |                |                  |                                                 | X                                              |             |            |            |                 |
| BITZAL                      | 1955           |                               |                                                          |               |                |                  |                                                 |                                                | X           |            |            |                 |

(\*) Queda fuera de la Cuenca. Se abandonó en 1909

Tabla No. 11.

lidad como tal, para lo cual se perforó en su culminación el pozo José Colomo No. 1, que resultó productor, convirtiéndose con ello en el descubridor de un campo muy importante, —el principal actualmente—, en la Cuenca de Macuspana-Campeche.

El pozo descubridor, que se terminó en abril de 1951, alcanzó una profundidad de 1,700 metros. El intervalo productor se encuentra

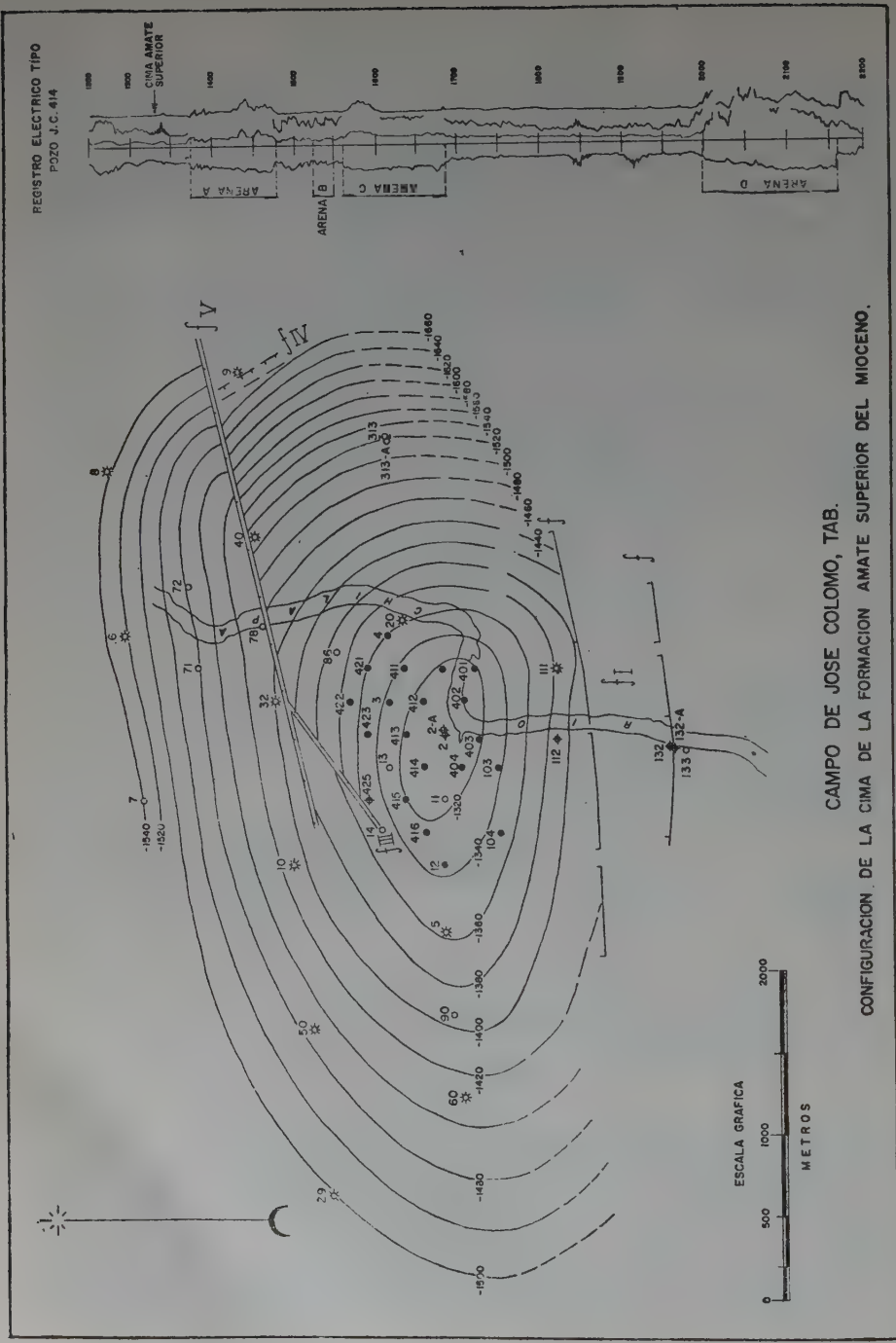


Figura No. 30.

entre los 1,575 y 1,595 metros de profundidad subrotaria y pertenece a la formación Amate Superior del Mioceno.

Su producción inicial fué de 1,170 barriles de aceite y 30,180 metros cúbicos de gas, por día, a través de un orificio de 12 milímetros.

*Estructura.*—Se trata de un anticlinal cuyo eje está orientado de oriente a poniente en términos generales, que está afectado por una serie de fallas longitudinales situadas a uno y otro lados del eje que tienen su bajo hacia la culminación de la estructura, con lo que se forma en la parte central del campo un “graben”. (Fig. No. 30). Las fallas cuyo salto es de mayor magnitud son las del flanco sur.

*Estratigrafía.*—Bajo la cubierta de materiales aluviales se encuentran sedimentos del Mioceno, según se muestra en la columna estratigráfica del pozo José Colomo No. 414, uno de los más profundos del campo.

Columna estratigráfica del pozo J. Colomo No. 414

| Formación |                   | Cima (prof. en metros) |
|-----------|-------------------|------------------------|
| Reciente  |                   | Aflora                 |
| MIOCENO   | Belem             | 30 m.                  |
|           | Zargazal          | 160 m.                 |
|           | Encajonado        | 780 m.                 |
|           | Amate Superior    | 1,330 m.               |
|           | Amate Inferior    | 2,185 m.               |
|           | Profundidad Total | 2,325 m.               |

Como detalle digno de tomarse en cuenta cabe mencionar que dentro de la formación Amate Superior, que es la productora en este campo, se cuenta con magníficos desarrollos arenosos, al grado que el 60% del espesor total de aquella formación está constituido por arenas. (Véase sección entre los campos Morales-Vernet-Colomo-Bitzal-Cantemoc, de la Fig. No. 29).

*Horizontes productores.*—Hasta la fecha se tienen dentro de la formación Amate Superior 5 diferentes horizontes arenosos que son productores de hidrocarburos. Se les designa de arriba hacia abajo, con las literales A, B, C, D y E. En los cinco casos se trata de are-

nas de grano fino, más o menos arcillosas. Su porosidad varía entre 18 y 31% y la permeabilidad tiene valores de 74 a 3,000 milidarcys. Los cinco cuerpos de arena alcanzan, individualmente espesores que varían entre 30 y 180 metros. (Véase el registro eléctrico tipo de la Fig. No. 30).

*Pozos perforados. Producción.*—Hasta junio de 1956 se habían perforado 50 pozos, 42 de los cuales han resultado productores.

La producción del campo en 1955 fué de 665.075 barriles de aceite ligero.

La producción acumulativa hasta fines del mismo año alcanza la cifra de 2.564,470 barriles de aceite.

El petróleo que se produce en el campo de Colomo tiene un P.e. de 0.796, con 0.072% de azufre y 0.0017% de sal.

### *Campo de Xicalango.*

*Localización.*—Queda situado en territorio del Estado de Campeche, a 15 kilómetros al suroeste de Ciudad del Carmen, Camp. Se encuentra en el extremo noreste de una línea imaginaria de orientación suroeste-noreste que uniese los campos de Fortuna Nacional, Vernet, J. Colomo, Bitzal, Cantemoc y Xicalango, coincidiendo con el eje de mínimos gravimétricos mencionado en las páginas precedentes.

*Antecedentes.*—El pozo descubridor del campo lo fué el Xicalango No. 1, terminado en junio de 1950. Este se perforó sobre la cima de un anticlinal descubierto por medio de trabajos de sismología de reflexión ejecutados en los años de 1948 y 1949.

El pozo Xicalango No. 1 alcanzó una profundidad total de 2,577 metros y resultó productor de gas a la profundidad de 1,363 metros en un horizonte arenoso de la formación Amate superior del Mioceno. Su producción inicial fué de 30.000,000 de pies cúbicos de gas a través de una tubería de producción de 63 milímetros.

*Estructura.*—La estructura que rige la acumulación de gas es un anticlinal de unos 8 kilómetros de largo por 3 kilómetros de ancho, orientado de suroeste a noreste, con un cierre de 180 metros aproximadamente a la profundidad de 1,300 metros bajo el nivel del mar.

Su flanco oriental está afectado por una falla normal que fué detectada en una de las perforaciones. (Ver esquema de la Fig. No. 31).



*Estratigrafía.*—En el área que corresponde al campo de Xicalango sólo afloran sedimentos recientes de origen deltaico y fluvial. Con las perforaciones se cortaron formaciones del Mioceno Superior y del Mioceno inferior, no perfectamente diferenciadas por su pobreza de fauna.

*Pozos perforados. Producción.*—Sólo tres pozos han sido perforados en Xicalango, mismos que permanecen cerrados en tanto no se hagan las instalaciones adecuadas para transportar a los centros de

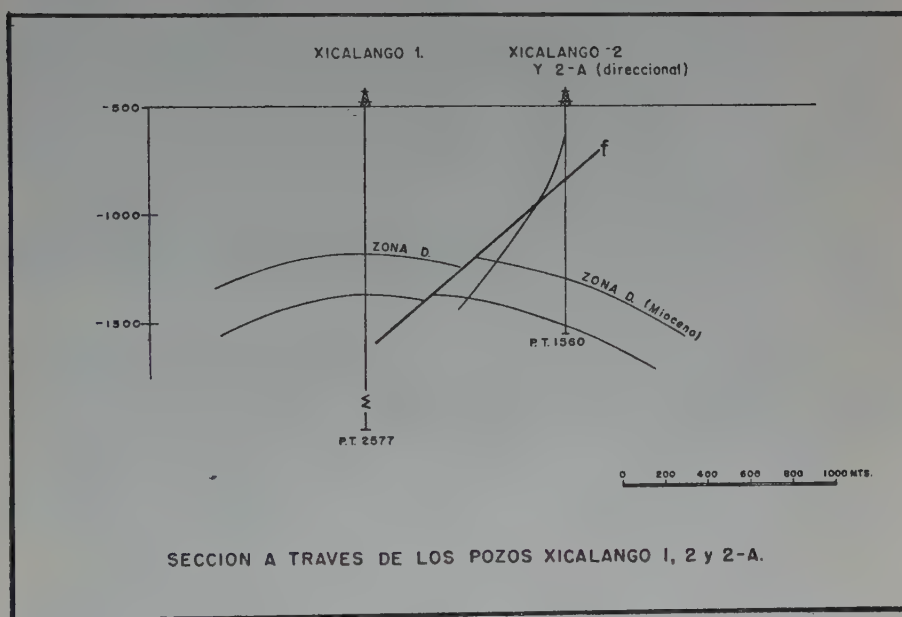


Figura No. 31.

consumo el gas que allí puede producirse. De esos tres pozos, uno es direccional, perforado desde el emplazamiento del pozo No. 2. (Fig. No. 31). Los tres pozos resultaron productores.

La cima del horizonte arenoso productor de gas se alcanzó en el pozo No. 2 a los 1,530 metros de profundidad, o sea 167 metros más abajo que en el pozo descubridor del campo.

La producción inicial de esos dos pozos, durante las pruebas a que se les sometió, fue de 30.000,000 de pies cúbicos de gas a través de tubería de producción de 63 milímetros (2½").

El gas de Xicalango tiene un 99.5% de metano.

### CONCLUSION

En las páginas precedentes se presentó un bosquejo de la geología de las regiones petrolíferas del país, situadas, todas ellas, sobre la costa del Golfo de México.

Las regiones posiblemente petroleras, que cubren una superficie por lo menos dos veces mayor que la de áreas petrolíferas, fueron intencionalmente excluidas de la descripción en virtud de que, el hablar de ellas en detalle implica cambiar el propósito de estas notas que es el de tratar lo que, por conocido, está prácticamente fuera de discusión.

La producción petrolera de México, que ha venido en constante aumento en los últimos 14 años, alcanzó en 1955 la cifra de 91.3 millones de barriles, que representa un máximo de la producción después de 1926.

La producción total acumulativa (de 1901 a 1955 inclusive) es de 1844 755 356 barriles, la mayor parte de los cuales han sido extraídos de los campos de la Zona Norte.

Las reservas de hidrocarburos (aceite, y gas con su equivalencia de aceite) a principios de 1956 se estimaban en 2810 millones de barriles, cifra que señala también un aumento en relación con los años anteriores.

Es evidente que las reservas son susceptibles de aumentar en relación directa con los trabajos de exploración y explotación que se desarrollen en las áreas potencialmente petrolíferas las que, como se ve en la figura No. 1, cubren una porción importante del territorio mexicano.

### BIBLIOGRAFÍA

- AGUILA, BERNARDO F. DEL. *Tabasco* (En la Geografía y en la Historia). México, 1947.
- AGUILAR, Z. FAUSTO. *Técnica seguida en las exploraciones sismológicas marítimas*. Primera Convención Técnica Petrolera Mexicana. México, 1950.

- ALVAREZ, Jr. MANUEL. *Síntesis Geológica de la Cuenca Salina del Istmo de Tehuantepec*. Bol. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. II (7), 1950.
- *Tectonics of Mexico*. Bull. Amer. Assoc. Petroleum Geologist. Vol. 33 (8).
- *Recursos Petroleros de México*. Bol. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. IV (1-2), 1952.
- BASURTO, G. J. e ISLAS LEAL JUVENTINO. *El Método Sismológico de Refracción en la Cuenca Salina del Istmo*. Bol. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. II (7), 1950.
- BENAVIDES, G. LUIS. *El Anticlinal de Cerro Pelón, Municipio de Minatitlán, Ver.* Bol. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. II (10), 1950.
- *Geología de la Región de Tenosique, Tab.* Bol. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. I (1), 1949.
- BERMÚDEZ, ANTONIO J. *Informe del Director General de Petróleos Mexicanos*. Revista 18 de Marzo. Año IX, No. 96, 1956.
- BÖSE EMIL. *Reseña acerca de la Geología de Chiapas y Tabasco*. Inst. Geológico de México. Boletín 20, 1905.
- *Geología de los alrededores de Orizaba con un perfil de la vertiente de la mesa central de México*. Bol. Inst. Geol. México, Núm. 13, 1899.
- BONET FEDERICO. *La Facies Urganiana en el Cretácico Medio de la Región de Tampico*. Bol. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. IV (5-6), 1952.
- BURCKHARDT, C. E. *Etude Synthétique sur le Mésozoïque Mexican* Mems Soc. Paléont. Suisse, Vols. 49-50, 1930.
- CAIDERÓN, G. ALEJANDRO. *Condiciones estratigráficas de las formaciones Miocénicas de la Cuenca Salina del Istmo de Tehuantepec*. Bol. Asoc. Mexicana Geol. Petr., Vol. III (7-8), 1951.
- CASTILLO, T. CARLOS. *Bosquejo Estratigráfico de la Cuenca Salina del Istmo de Tehuantepec*. Bol. Asoc. Mexicana de Geol. Petr. Vol. VII (5-6), 1955.
- CEPEDA DE LA G. EDMUNDO. *Posibilidades de Yacimientos Petrolíferos en las formaciones del Período geológico Jurásico*. III Convención Técnicos del Dpto. de Exploración. 1948. Publicaciones de Petróleos Mexicanos.
- COFFIN OTERO, JOSÉ. *Análisis de los trabajos geofísicos llevados a cabo en el Noreste de México*. Primera Convención Técnica Petrolera Mexicana. México, 1950.
- CONTRERAS, V. HUGO. *Perspectivas de las Nuevas Reservas en la Zona Sur*. III Convención Técnicos del Depto. de Exploración. 1948. Publicaciones de Petróleos Mexicanos.
- *Posibilidades del alto salino de Moloacán. Ixhuatlán*. Primera Convención Técnica Petrolera Mexicana. México, 1950.
- CORNEJO, T. A. *Las anomalías gravimétricas en la Cuenca Salina y Planicie de Tabasco.—Campeche*. Bol. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. III (3-4), 1951.
- y ALFONSO HERNÁNDEZ OSUNA. *Las Anomalías Gravimétricas en la Cuenca Salina del Istmo, Planicie Costera de Tabasco, Campeche y Península de Yuc.* Bol. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. II (7), 1950.
- DECOLYER, E. *Historia de la Exploración de Petróleo en México antes de la expropiación*. Bol. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. IV (7-8), 1952.

- EGUIA, H. ARMANDO. *La Exploración gravimétrica y sismológica de Estructuras Arrecifales Tipo Faja de Oro*. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. VII (7-8), 1955.
- FIGUEROA, H. SANTOS. *El Progreso de las exploraciones geofísicas petroleras en la Rep. Mexicana y el Descubrimiento del Campo Ezequiel Ordóñez*. Bol. Asoc. Mex. Geol. Petr. Vol. V (3-4), 1953.
- *Geofísica eléctrica en México en Exploraciones petroleras*. Bol. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. III (11-12), 1951.
- FLORES, R. JOSÉ. *Los Arrecifes de la Cuenca de Tampico-Tuxpan*. Bol. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. VII (11-12), 1955.
- GARCÍA, RUBÉN. *El Canal de Panamá y el Ferrocarril de Tehuantepec*.
- GIBSON, B. JUAN. *Exploración Geológica del área la Aguada—Comales, Municipio de Ozuluama y Tantoyuca, Ver.* Bol. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. IV (1-2), 1952.
- *Estratigrafía y tectónica de la zona costera del Golfo entre 19° 34' latitud norte y el río Coatzacoalcos, Veracruz*. Bol. Soc. Geol. Mexicana Tomo 9 (5), 1936.
- GARCÍA, T. NAPOLEÓN. *Bosquejo Geológico del Istmo de Tehuantepec*. Bol. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. II (7), 1950.
- GUTIÉRREZ, G. ROBERTO. *Yacimientos Petrolíferos en la Región de Macuspana*, Tab. Bol. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. II (8), 1950.
- GUZMÁN, J. EDUARDO y F. MINA. *Petroleum Developments in Mexico 1955*. Bulletin of the Amer. Assoc. of Petroleum Geologist. Vol. 40 (7), 1956.
- , R. SUÁREZ y E. LÓPEZ RAMOS. *Petroleum geology of Mexico*. Congrès Géologique International; XIX Session, Alger 1952. Fascicule XVI, 1953.
- HERNÁNDEZ, O. ALFONSO y CORNEJO, T. A. *Las Anomalías Gravimétricas en la Cuenca Salina del Istmo, Planicie Costera de Tabasco, Campeche y Península de Yucatán*. Bol. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. II (7), 1950.
- IMLAY, R. W. *Jurassic Formation of Gulf Region*. Bull. Amer. Assoc. Petroleum Geologist. 1943.
- *Cretaceous Formation of Central America and Mexico*. Bull. Amer. Assoc. Petroleum Geologist. Vol. 28 (8), 1944.
- ISLAS, L. JUVENTINO y BASURTO, G. JESÚS. *El método Sismológico de Refracción en la Cuenca Salina del Istmo*. Bol. Asoc. Mex. Geol. Petr. Vol. II (7), 1950.
- LAVIN, D. JOSÉ. *Petróleo. E.D.I.A.P.S.A. México*, 1950.
- LESSER, J. HEINZ. *Geología del área de Vernet y Amate Morales*, Tab. Bol. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. III (9-10), 1951.
- LÓPEZ, R. ERNESTO. *Bosquejo Geológico y Campos Petroleros al Oriente de la Faja de Oro*. Bol. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. IV (11-12), 1952.
- *Distribución de la Porosidad en la Región de Tampico, Poza Rica*. Bol. Asoc. Mexicana Geol. Petr. 1953.
- *Geología de Subsuelo de tres pozos de Exploración al Sureste de Poza Rica, Ver.* Bol. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. III (6), 1950.
- *Secciones Cretácica y Jurásica al norte de Teziutlán, Pue., México*. Bol. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. II (9), 1950.



- LÓPEZ, R. ERNESTO, E. J. GUZMÁN y R. SUÁREZ, C. *Petroleum geology of Mexico*. Congrès Géologique International; XIX Session, Alger, 1952. Fascicule XVI.
- LÓPEZ VÁZQUEZ, ANDRÉS. *La Región de Ebano, S.L.P., y sus posibilidades futuras como productora de petróleo*. Primera Convención Técnica Petrolera Mexicana. México, 1950.
- MALDONADO KOERDELL, M. *Faunas del Alto Cretácico Superior, del Paleoceno y del Eoceno inferior y medio de Chiapas, México*. Anales de la Esc. Nal. de Ciencias Biológicas. I.P.N., México, 1950.
- MENESES, DE G. JAVIER. *Condiciones Estratigráficas de los Sedimentos Terciarios en la Cuenca de Veracruz*. Bol. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. V (3-4), 1953.
- MENA, R., ENRIQUE. *Estudio Geológico Económico del Cretácico Superior y Medio al Este de la Faja de Oro*. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. VII (9-10), 1955.
- Mexican Petroleum*. Panamerican Petroleum Transport Co. 1922.
- MILLISON, CLARK. *Estudio del Subsuelo de los Campos Petroleros Ebano-Pánuco de los Estados de Tamaulipas, San Luis Potosí y Veracruz, México*. Bol. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. V (5-6), 1953.
- MINA, U. FEDERICO y E. J. GUZMÁN. *Petroleum Developments in Mexico in 1955*. Bulletin of the Amer. Asoc. of Petroleum Geologist. Vol. 40 (7), 1956.
- MUIR, M. JOHN. *Geology of the Tampico Region*. Publicado por The Amer. Asoc. Petr. Geol. 1936.
- MULLERRIED, F. K. G. *Contribución a la Geología de México y Noroeste de la América Central*. Imprenta Universitaria, México, U.N.A.M., 1945.
- NÁJERA, CH. HOMERO. *Estudio de las formaciones del Eoceno en la Región de Poza Rica, Ver.* Bol. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. IV (3-4), 1952.
- NIGRA, O. JOHN. *El Cretácico Medio de México con especial referencia a facies de caliza arrecifal del Albiano-Cenomaniano en la Cenobahía de Tampico, Tuxpan*. Bol. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. III (3-4), 1951.
- OLIVAS, R. MOISÉS. *Influencia del Macizo de Teziutlán sobre los sedimentos Mesozoicos y Terciarios, y posibilidades Petrolíferas de éstos*. Bol. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. V (5-6), 1953.
- OÑATE, E. ROBERTO. *Estudios Geofísicos en la Cuenca de Veracruz*. Bol. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. II (4), 1950.
- PAZ R. NARCISO. *Estudio Geológico Eocénico del Campo Petrolero de Arroyo Blanco, Edo. de Veracruz*. Bol. Asoc. Mexicana de Geol. Petr. Vol. VI (1-2), 1954.
- PÉREZ FERNÁNDEZ, RAÚL. *Posibilidades Petrolíferas en el Noreste de México*. Primera Convención Técnica Petrolera Mexicana. México, 1950.
- PETRÓLEOS MEXICANOS. *Informes geológicos, privados*.
- RÍOS, M. FERNANDO. *Estudio geológico de la Región de los Tuxtlas, Ver.* Bol. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. IV (9-10), 1952.
- ROCHA, G. RAÚL. *Estudio Geológico del Campo Petrolero de José Colomo, Tab.* Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. V (9-10), 1953.



- ROCKWELL, W. D. *El significado geológico de los datos sismológicos del Area Faja de Oro, Poza Rica*. Bol. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. IV (7-8), 1952.
- RUIZ, V. MARIANO. *Posibilidades petrolíferas de los Sedimentos del Eoceno en la Cenobahía de Tampico-Tuxpan*. Bol. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. V (11-12), 1953.
- RUIZ, E. JESÚS. *Sedimentos del Jurásico en México*. Bol. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. I (1), 1950.
- RUIZ, R. JUAN. *Condiciones Geológico-Petroleras de la Región de Pedregal, Edo. de Veracruz*. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. VI (1-2), 1954.
- SUÁREZ, C. RODOLFO. *Estratigrafía y Estructura del Campo de Moralillo*. Bol. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. II (11), 1950.
- SALAS, P. GUILLERMO y LÓPEZ R. ERNESTO. *Geología y Tectónica de la Región de Macuspana, Tab., y parte de Chiapas*. Bol. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. III (1-2), 1951.
- SOTOMAYOR, C. ALFREDO. *Distribución y causas de la porosidad en las calizas del Cretácico Medio en la región de Tampico-Poza Rica*. Bol. Asoc. Mexicana de Geol. Petr. Vol. VI (5-6), 1954.
- THALMANN, H. E. *Miocene Agueguexquite formation in the Isthmus of Tehuantepec Region*. Proc. Geol. Soc. Amer. 1935.
- SUÁREZ, C. R., E. LÓPEZ RAMOS y E. J. GUZMÁN. *Petroleum geology of Mexico*. Congrès Géologique International, XIX Session, Alger 1952. Fascicule XVI.
- VINIEGRA, FRANCISCO. *Breve Análisis Geológico de la llamada Cuenca de Veracruz*. Bol. Asoc. Mexicana Geol. Petr. Vol. II (4), 1950.

# INDICE DE AUTORES DEL TOMO III

|                                               | Pág |
|-----------------------------------------------|-----|
| ALBERTA SOCIETY OF PETROLEUM GEOLOGISTS ..... | 9   |
| ANDERSON, C. C. ....                          | 143 |
| ANDERSON, K. F. ....                          | 143 |
| BELL, ALFRED H. ....                          | 291 |
| BENAVIDES, G. LUIS ....                       | 351 |
| DOBBIN, CARROL E. ....                        | 189 |
| HAUTAU, GORDON H. ....                        | 291 |
| HILL, MASON L. ....                           | 157 |
| HOWIE, R. D. ....                             | 111 |
| LEVORSEN, A. I. ....                          | 221 |
| MURRAY, GROVER E. ....                        | 235 |
| SANFORD, B. V. ....                           | 111 |
| WITHERSPOON, PAUL A. ....                     | 291 |
| WOODWARD, HERBERT P. ....                     | 327 |



Se terminó la impresión del Tomo III (AMÉRICA DEL NORTE) del Symposium sobre Petróleo y Gas del XX CONGRESO GEOLÓGICO INTERNACIONAL, en las prensas de la EDITORIAL STYLO, el 6 de septiembre de 1956.





















[illegible]

**GAYLORD**

PRINTED IN U.S.A.

QE  
1  
I6  
1956  
vol.3



